

# ANALYSE STROMZUSAMMENARBEIT CH–EU

## Schlussbericht

September 2021





# INHALT

<b>Zusammenfassung</b>	<b>6</b>
Analysierte Kooperationsszenarien	6
Durchgeführte Analysen	8
Kernergebnisse zur Schweiz	8
<b>1 Einleitung</b>	<b>12</b>
1.1 Ausgangslage	12
1.2 Ziel des Projekts	13
1.3 Ablauf des Projekts	14
<b>2 Beschreibung der untersuchten Kooperationsszenarien</b>	<b>15</b>
2.1 Szenariodefinition	15
2.2 Annahmen zur Parametrierung der Szenarien	21
<b>3 Methode zur Analyse der Kooperationsszenarien</b>	<b>27</b>
3.1 Quantitative Analyse durch Markt- und Netzmodell	27
3.2 Die Modellierungsschritte im Überblick	27
3.3 Beschreibung der Modellierungsschritte	28
<b>4 Vergleich der quantitativen und qualitativen Auswirkungen der Kooperationsszenarien</b>	<b>35</b>
4.1 Ergebnisse der Markt- und Netzsimulationen	35
4.2 Ergebnisse der Generation Adequacy-Analyse	42
4.3 Wirkung der Stromzusammenarbeit auf weitere operative Netzbetriebssicherheit	45
4.4 Wirkung der Stromzusammenarbeit auf weitere Marktsegmente	47
<b>5 Einordnung der Ergebnisse</b>	<b>49</b>
5.1 Einordnung der Szenarien aus Sicht der Schweiz	49
5.2 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	52
<b>Anhang A Methodik</b>	<b>54</b>
<b>Anhang B Ergebnisse der Analysen im Detail</b>	<b>69</b>

## Abbildungen

Abbildung 1	Übersicht der analysierten Kooperationsszenarien	7
Abbildung 2	Übersicht der Kapazitätsberechnungsregionen Italy North und CORE	18
Abbildung 3	Übersicht der relevanten Marktparameter	21
Abbildung 4	Modellierungsschritte im Markt- und Netzmodell	27
Abbildung 5	Übersicht zur Anrechnung von Third Party Flows für die Berechnung der minRAM	31
Abbildung 6	Übersicht der im Marktmodell berücksichtigten Regionen	32
Abbildung 7	Wohlfahrtseffekte aus Markt- und Netzanalysen für die Schweiz im Vergleich zum Szenario «Status Quo»	41
Abbildung 8	Strompreisniveau in der Schweiz	42
Abbildung 9	LOLP und ENS im Szenario «Keine Kooperation»	44
Abbildung 10	Schematische Darstellung zu nicht berücksichtigten CNECs in den Markt- und Netzsimulationen	45
Abbildung 11	Einordnung der Kooperationsszenarien für die Schweiz	52
Abbildung 12	Übersicht zur geografischen Abdeckung der eingesetzten Modelle	56
Abbildung 13	Veränderung der GSK bei angepasstem Erzeugungsportfolio	59
Abbildung 14	Illustration des FBMC	60
Abbildung 15	Beispiel Kostenallokation nach Polluter-Pays-Prinzip bei einer Überlastung auf einem Schweizer CNEC	68
Abbildung 16	Beispiel Polluter-Pays-Kostenallokation bei einer Überlastung auf einem Nicht-Schweizer CNEC	68
Abbildung 17	SQ – Kommerzielle Import- und Exportsalden je Schweizer Grenze	69
Abbildung 18	SQ – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz	70
Abbildung 19	SQ – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet	70
Abbildung 20	SQ – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete	71
Abbildung 21	S1 – Kommerzielle Import- und Exportsalden je Schweizer Grenze	72
Abbildung 22	S1 – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz	73
Abbildung 23	S1 – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet	74
Abbildung 24	S1 – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete	74
Abbildung 25	S2 a – Kommerzielle Import- & Exportsalden je Schweizer Grenze	76
Abbildung 26	S2 b – Kommerzielle Import- & Exportsalden je Schweizer Grenze	76
Abbildung 27	S2 – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz	77
Abbildung 28	S2 – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet	78
Abbildung 29	S2 – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete	78
Abbildung 30	S3 – FBMC Import- und Exportsalden je Schweizer Grenze	80
Abbildung 31	S3 – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz	81
Abbildung 32	S3 – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet	82
Abbildung 33	S3 – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete	82

**Tabellen**

Tabelle 1	Zusammenfassung der Szenarioannahmen	19
Tabelle 2	Jährliche Stromnachfrage und installierte Leistung 2025 für ausgewählte Länder	24
Tabelle 3	Übersicht der unterstellten Kapazitätsberechnungsmethoden	25
Tabelle 4	Übersicht der Annahmen zum Marktumfeld	26
Tabelle 5	Szenario «Keine Kooperation» – Veränderung der jährlichen Wohlfahrt in der Schweiz gegenüber dem Referenzszenario «Status Quo»	37
Tabelle 6	Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» – Veränderung der jährlichen Wohlfahrt in der Schweiz gegenüber dem Referenzszenario «Status Quo»	39
Tabelle 7	Szenario «Stromabkommen» – Veränderung der jährlichen Wohlfahrt in der Schweiz gegenüber dem Referenzszenario «Status Quo»	40
Tabelle 8	Szenario «Keine Kooperation» – Ergebnisse der Generation Adequacy-Analyse	45
Tabelle 9	Ergebnisse der N-1-Analyse der nicht-CNECs in der Schweiz	46
Tabelle 10	Referenz-NTC	62
Tabelle 11	NTC «Status Quo»	62
Tabelle 12	NTC «Keine Kooperation»	63
Tabelle 13	NTC «Keine Kooperation» für Generation Adequacy Analyse	63
Tabelle 14	NTC «Technische Kooperation ITN/CORE»	64

## ZUSAMMENFASSUNG

Die fehlende Koordination zwischen der Schweiz und der EU in stromwirtschaftlichen Fragen hat in der Vergangenheit zu diversen Herausforderungen für den Schweizer Stromsektor geführt.<sup>1</sup> Bedingt durch die laufende Weiterentwicklung der Regeln des EU-Strombinnenmarkts, vor allem durch die Implementierung der 70 %-Regel<sup>2</sup> aus dem Clean Energy Package (CEP), durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und durch die mandatierte Abschaltung von Kohle- und Kernkraftwerken in Ländern, die mit der Schweiz elektrizitätstechnisch eng verbunden sind, dürften sich diese Herausforderungen zukünftig verschärfen.

Als Nicht-EU-Mitglied im Herzen Europas ist es im Interesse der Schweiz, die stromwirtschaftliche Zusammenarbeit so zu gestalten, dass eine möglichst effiziente und sichere Versorgung der Schweiz unter Einbezug aller Anrainer sichergestellt werden kann. Es erscheint derzeit jedoch aufgrund der politischen Gesamtlage zwischen der Schweiz und der EU unwahrscheinlich, dass bilaterale Verhandlungen zum Abschluss eines Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU führen.

Vor diesem Hintergrund hat das Beratungsunternehmen Frontier Economics im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) Analysen zur Stromzusammenarbeit CH–EU durchgeführt und dazu in Kooperation mit der TU Graz und unter beratendem Beizug von Fachexpertinnen und -experten der Branche Szenarien für die bessere Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU im Bereich Strom erarbeitet. In einer umfassenden Analyse wurden dabei die Auswirkungen, Chancen und Risiken verschiedener Kooperationsszenarien analysiert und diskutiert.

## Analysierte Kooperationsszenarien

Neben einem Vergleichsszenario «Status Quo» wurden drei Kooperationsszenarien und zwei Varianten definiert und analysiert. Da die Versorgungssicherheit und die Wohlfahrt im Wesentlichen von der Verfügbarkeit der Übertragungskapazitäten abhängen, unterscheiden sich die Szenarien insbesondere in ihren Annahmen zur stromwirtschaftlichen Kapazitätsberechnung und -allokation an den Schweizer Grenzen. Diese sind in Abbildung 1 illustriert und basieren auf folgenden Grundannahmen:

- **Szenario «Status Quo»:** Dieses Szenario geht für das Jahr 2025 von der Fortführung bestehender Vereinbarungen aus. Das Szenario ist rein theoretisch und beschreibt keine politische Handlungsoption. Tatsächlich

---

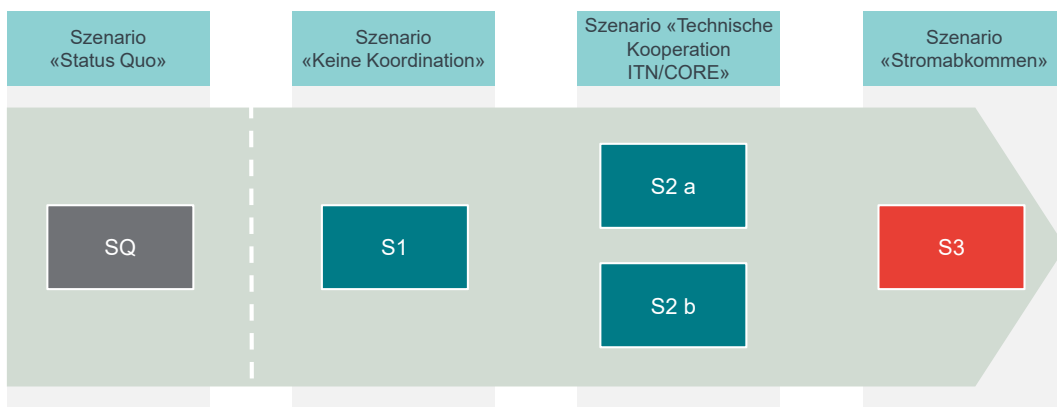
<sup>1</sup> Beispielsweise sind hier zu nennen der Ausschluss der Schweiz aus XBID und die damit verbundene Reduktion des Intradayhandels in der Schweiz oder die zukünftige Nicht-Anerkennung Schweizer Herkunftsnachweise oder der Ausschluss von der Regelenergieplattform TERRE.

<sup>2</sup> Danach ist weiterhin die für den grenzüberschreitenden Stromhandel in der EU zur Verfügung stehende Kapazität zu maximieren, aber mindestens je nach Berechnungsansatz 70 % der Nettoübertragungskapazität an der Grenze oder 70 % der Kapazität der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente im EU Binnenmarkt bereitzustellen. In der Folge kann es situativ zu Überlastungen kommen, für deren Auflösung dann die Strom-ÜNB zuständig sind.

entwickelt sich die Regulierung innerhalb des EU-Strombinnenmarkts nämlich weiter, sodass eine einfache Fortführung des Status Quo keine reale Option ist. Dieses Szenario ist geeignet, Konflikte zwischen der existierenden Kooperation und der möglichen realen Entwicklung zu verdeutlichen.

- **Szenario S1 «Keine Kooperation»:** Dieses Szenario beschreibt den «Worst Case» der Stromzusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Nachbarländer der Schweiz<sup>3</sup> die Übertragungskapazität zur Schweiz stark einschränken, um die Anforderungen der 70 %-Regel zu erfüllen. Nicht berücksichtigt werden dabei allfällige netztechnische Gegen- respektive Abhilfemassnahmen seitens der Schweiz, um die hohen physischen Transitzflüsse aus dem Inner-EU-Handel über das Schweizer Netz zu beschränken.
- **Szenario S2 «Technische Kooperation ITN/CORE»:** In diesem Szenario wird angenommen, dass Verträge zwischen der Swissgrid und den ÜNB der CCR CORE<sup>4</sup> und Norditalien (ITN) zustande kommen. Die Verträge regeln auch die FBMC-Flüsse durch die Schweiz und definieren die Berechnung der Übertragungskapazität zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. Für dieses Szenario wurden zwei Varianten, a und b, betrachtet, die sich hinsichtlich der Kapazitätsreservierung für die Schweizer NTC ausserhalb der Schweiz unterscheiden. Variante a schränkt den FBMC-Handel dabei weniger ein, dies ist jedoch nur durch zusätzliches Engpassmanagement möglich.
- **Szenario S3 «Stromabkommen»:** Das Szenario S3 beschreibt die engste mögliche Kooperationsform auf dem Strommarkt. Es wird angenommen, dass die Schweiz gleichberechtigt an allen Kooperationen im EU-Strombinnenmarkt teilnimmt. Die Übertragungskapazität der Schweiz mit ihren Nachbarländern wird daher nicht mehr als NTC definiert, sondern wird im Rahmen des FBMC wohlfahrtsmaximierend optimiert.

**Abbildung 1 Übersicht der analysierten Kooperationsszenarien**



Quelle: Frontier Economics

<sup>3</sup> Da Liechtenstein der Regelzone Schweiz angehört, bezieht sich der Begriff der Nachbarländer auf Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich.

<sup>4</sup> Die CCR CORE soll 2025 die Grenzen zwischen Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn umfassen. Entsprechend wäre eine Zustimmung der nationalen Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden dieser Länder erforderlich. Siehe ACER Definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) Annex I.

## Durchgeführte Analysen

Zu den Kooperationsszenarien wurden für das **Zieljahr 2025** umfangreiche quantitative Analysen durchgeführt. Diese umfassen:

- Marktsimulationen des Day-Ahead-Markts, aus denen Handelsflüsse, Wohlfahrts- und Verteilungseffekte hervorgehen;
- Netzsimulationen und Redispatchanalysen, die zeigen, zu welchen Netzengpässen die Kooperationsszenarien führen und wie hoch die Kosten für die Behebung der Netzengpässe sind (Redispatchkosten);
- Generation Adequacy-Analysen, die von der Swissgrid durchgeführt wurden und die Wirkung unterschiedlicher Kooperationsformen auf die Versorgungssicherheit zum Gegenstand haben.

Die quantitativen Analysen wurden durch rudimentäre qualitative Analysen zu weiteren Teilbereichen des Stromsektors ergänzt, die von der Kooperation betroffen sein könnten. Diese eher rudimentären Analysen umfassen die Wirkung der Kooperationsszenarien auf folgende Teilbereiche des Strommarkts:

- den Intraday-Markt,
- den Markt für Regelleistung und Regelenergie,
- den Markt für Herkunftsnachweise (HKN) sowie
- die Kapazitätsmärkte in Nachbarländern der Schweiz.

Darüberhinausgehende Analysen, wie beispielsweise die Wohlfahrtseffekte einer verschärften Entflechtung auf VNB- und ÜNB-Ebene – entsprechend den Vorgaben des EU-Rechts – wurden nicht durchgeführt. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben allfällige Solidaritätsverpflichtungen im Rahmen der EU-weiten Stromzusammenarbeit (Prinzip der Energie-Solidarität gemäss Lissabon-Vertrag; Umsetzung im Rahmen der EU Risikovorsorge-Verordnung Strom); so können z. B. Nachteile für einzelne Regionen im Rahmen einer EU-weiten Güterabwägung entstehen. Ferner blieben auch allfällige Effekte auf die langfristigen Lieferverträge mit Frankreich und durch die Übernahme des Europäischen Beihilferechts unberücksichtigt.

## Kernergebnisse zur Schweiz

### Fehlende Kooperation mit möglichen Versorgungssicherheitsproblemen und negativen Wohlfahrtseffekten verbunden

Das Szenario S1 «Keine Kooperation» stellt ein Worst-Case-Szenario dar, bei welchem bestehende Kooperationen zwischen der Schweiz und der EU nicht weitergeführt und keine neuen Kooperationen abgeschlossen werden. Dieses Szenario gilt es aus Schweizer Perspektive gleich aus mehreren Gründen zu vermeiden:

- **Fehlende Kooperation gefährdet die Generation Adequacy:** Die Analysen der Swissgrid untersuchen eine Stresssituation im Szenario S1, in dem die Kraftwerke Beznau 1 und 2 sowie 1/3 der französischen KKW-Kapazität nicht verfügbar sind. In einer derartigen Stresssituation ist im Szenario S1 bei weiteren Kraftwerksausfällen mit Generation-Adequacy-Problemen in der



Schweiz zu rechnen. Mit Blick auf die künftige Abschaltung weiterer Kernkraftwerke und in Erwartung einer zukünftig steigenden Stromnachfrage durch Bestrebungen, Strom für die weitergehende Dekarbonisierung der Schweiz einzusetzen, muss die Versorgungssicherheit in der Schweiz ohne Kooperation (S1) als geschwächt angesehen werden.

- **Operative Netzbetriebssicherheit ohne Vertrag oder Abkommen gefährdet:** In einem vermaschten Stromnetz wie dem europäischen Übertragungsnetz wird der Stromhandel entsprechend der physikalischen Gesetze im Stromnetz über alle vorhandenen Verbindungen realisiert. Daher führt beispielsweise der Stromhandel zwischen Frankreich und Deutschland ohne weitere Steuerungsmassnahmen zu einem Stromfluss über die Schweiz (Transitflüsse). Ohne Verträge (wie in S2) oder Abkommen (S3) zur Stromzusammenarbeit wäre ungeklärt, inwieweit das Schweizer Übertragungsnetz durch benachbarte Länder in Form von Transitflüssen belastet werden darf. Eine fehlende Vereinbarung erschwert damit die Einhaltung der zulässigen Strombegrenzungen in der Schweiz und gefährdet damit die Netzbetriebssicherheit. Diese bereits heute auftretende Problematik wird voraussichtlich durch eine konsequente Umsetzung der 70 %-Regel in den EU-Nachbarregionen nochmals deutlich verschärft. Die Versorgungssicherheit der Schweiz ist also im Hinblick auf die Generation Adequacy wie auch auf die Netzbetriebssicherheit geschwächt.
- **Negative Wohlfahrtseffekte durch fehlenden Stromhandel:** Neben möglichen Versorgungssicherheitsproblemen wirkt sich eine fehlende Kooperation (S1) zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern auch direkt auf die Wohlfahrt der Schweiz aus. Im Szenario S1 ist davon auszugehen, dass die Nachbarländer der Schweiz die NTC zur Schweiz stark einschränken, um die 70 %-Regel zu erfüllen. Die Reduktion der Übertragungskapazität schränkt den Stromhandel mit Nachbarländern stark ein und hat sinkende Einnahmen aus grenzüberschreitendem Handel (Engpassrenten) zur Folge. Hieraus resultiert ein negativer Wohlfahrtseffekt für die Schweiz, der mittelfristig in der Grössenordnung von 150 Mio. € pro Jahr liegt. Die Verteilungseffekte zwischen Konsumenten und Produzenten innerhalb der Schweiz sind dabei abhängig vom resultierenden Strompreisniveau und schwanken somit entsprechend den hydrologischen Bedingungen eines jeweiligen Jahrs. Die finanziellen Verwerfungen ohne Vertrag oder Abkommen sind auch Gegenstand weiterer Untersuchungen und werden durch diese belegt.<sup>5</sup>

Die geografische Lage der Schweiz zwischen Frankreich, Deutschland (eher Niedrigpreisregion) und Italien (eher Hochpreisregion) hat zur Folge, dass Transite durch die Schweiz werthaltig sind – selbst wenn man bedenkt, dass die Engpassrenten mit den jeweiligen Nachbarn geteilt werden müssen. Wenn diese Handelsgeschäfte wegfallen, entfällt auch die Engpassrente und damit ein Teil des volkswirtschaftlichen Nutzens.

---

<sup>5</sup> Hettich, Peter, et al. 2020. Europeanization of the Swiss Energy System. Dike Verlag  
van Baal et. al. 2019. The Swiss energy transition and the relationship with Europe

### **Vertragliche Vereinbarungen sowohl mit der Italy North CCR als auch der CCR CORE sind mit einer besseren Versorgungssicherheit, sowie deutlichen positiven Wohlfahrtseffekten für die Schweiz verbunden**

Viele der negativen Auswirkungen des Szenarios «Keine Kooperation» (S1) sind vermeidbar, wenn Verträge mit der CCR ITN und CORE (S2) abgeschlossen werden können. Solche Verträge sichern der Schweiz Übertragungskapazitäten zu, die im Falle von kritischen Generation-Adequacy-Situationen für den Import von Strom genutzt werden können. Die Generation-Adequacy-Analyse der Swissgrid zu diesem Szenario stellt auf dieselbe Stresssituation ab wie in Szenario S1. Sie zeigen, dass die höheren Importkapazitäten zu den Nachbarländern ausreichen, um die Generation Adequacy in der Schweiz 2025 in einer derartigen Stresssituation zu gewährleisten.

Dabei gilt es zu beachten, dass solche Verträge erst in Erarbeitung sind. Für diese Studie wurden wahrscheinliche Annahmen über die Ausgestaltung dieser Verträge getroffen. Allerdings ist der erfolgreiche Abschluss solcher Verträge nicht gesichert. Es braucht dazu eine Vereinbarung aller ÜNB der jeweiligen CCRs, welche überdies von allen Regulatoren genehmigt werden muss.

Neben einer Vereinbarung zur Übertragungskapazität würden die Verträge mit der CCR ITN und CORE auch eine Regelung zu den FBMC Transit Flows durch die Schweiz enthalten, die durch den Handel der FBMC Länder entstehen. Dadurch werden Transitflüsse im Süden und Norden der Schweiz besser planbar. In Verbindung mit höheren NTCs, die in kritischen Situationen angepasst werden können, verbessert sich die operative Netzbetriebsicherheit in diesem Szenario. Weiter erhält die Schweiz abgesehen von vergleichsweise geringen Zahlungen aus dem Inter TSO Compensation Mechanism (ITC) keine Vergütung für die Transitflüsse durch die Schweiz.

Das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» (S2) zeigt, dass eine vertragliche Vereinbarung mit beiden Kapazitätsberechnungsregionen für die Schweiz mit signifikanten positiven Wohlfahrtseffekten verbunden ist. Die analysierten positiven Effekte für die Schweiz belaufen sich hierbei auf 150 bis 250 Mio. €/a gegenüber einer Welt ohne Kooperation (S1).

Die positiven Wohlfahrtseffekte beruhen auf der Bereitstellung höherer Übertragungskapazitäten an den Schweizer Aussengrenzen und werden vor allem durch höhere Engpassrenten infolge von gestiegenen NTC-Stromtransiten durch die Schweiz getrieben.

### **Ein Stromabkommen ist mit zusätzlichen Vorteilen für die Schweiz verbunden**

Eine weitere Intensivierung der Stromzusammenarbeit wird durch das Szenario «Stromabkommen» (S3) beschrieben. Diese Form der Kooperation ist für die Schweiz mit weiteren positiven Wohlfahrtseffekten verbunden. Diese resultieren aus:

- **Vergütung der FBMC-Transitflüsse durch Teilnahme am FBMC:** Durch die Teilnahme am FBMC ändert sich für die Schweiz auch die Allokationsregel für Engpassrenten. Die Allokationsregel für Engpassrenten im FBMC sieht eine Vergütung der bisherigen FBMC-Transitflüsse vor, wodurch die Schweiz für die Netznutzung durch den Handel anderer Länder kompensiert wird.

- **Wechsel von expliziter zu impliziter Kapazitätsallokation:** Zusätzlich, aber nicht im Rahmen dieser Studie analysiert, hat ein Stromabkommen auch den Wechsel zu einer impliziten Kapazitätsvergabe im Day-Ahead- und ID-Zeitbereich zur Folge. Eine implizite Kapazitätsallokation ermöglicht eine effizientere Nutzung von Übertragungskapazitäten. Die Hälfte der damit verbundenen positiven Effekte in einem Szenario (15-20 Mio. €/a)<sup>6</sup> liessen sich durch ein Stromabkommen erzielen.
- **Kooperation auf Teilmärkten:** Zusätzliche positive Effekte lassen sich bei einem Stromabkommen durch den Zugang schweizerischer Stromakteure zu Teilmärkten in der EU erzielen. Neben dem deutlich vereinfachten Marktzugang für Schweizer Energieunternehmen dürfte die Teilnahme an XBID den Intradayhandel innerhalb der Schweiz stärken. Zudem bieten sich durch die Regelenenergiekooperationen weitere – nicht unwesentliche – Absatzmöglichkeiten für Leistung und Erzeugung aus flexiblen Schweizer Kraftwerken, wobei eine Teilnahme grundsätzlich auch ohne Stromabkommen oder technische Kooperationsabkommen denkbar ist, von der EU Kommission aber derzeit zu verhindern versucht wird. Weitere positive Effekte sind durch die Anerkennung Schweizer HKN zu erwarten.

Neben den finanziellen Vorteilen dürften sich durch ein Stromabkommen auch weitere Vorteile für die operative Netzbetriebssicherheit und damit für die Versorgungssicherheit ergeben. So verbessern die Verträge (z.B. S3) zwar durch koordinierte Kapazitätsberechnung, koordinierten Redispatcheinsatz und regionale Sicherheitskooperationen die Betriebssicherheit in der Schweiz, eine Teilnahme am FBMC gibt der Swissgrid jedoch vermittels Gleichberechtigung weitere und bessere Möglichkeiten, die Flüsse aus dem FBMC durch die Schweiz zu begrenzen.

---

<sup>6</sup> ACER Market Monitoring Report 2019 – Electricity Wholesale Markets Volume, S. 46, Abbildung 26

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Ausgangslage

### **Der europäische Strombinnenmarkt ist seit mehr als 20 Jahren im Wandel und wird sich auch in den nächsten Jahren weiter verändern**

Mit dem ersten Gesetzespaket zum Energiebinnenmarkt der Europäischen Union von 1996 begann der Umbau und die Neugestaltung des Energiebinnenmarkts. Ziel des Gesetzespakets war, einen einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen und damit Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit des Elektrizitätsmarkts zu fördern.

Die erste Richtlinie zum Energiebinnenmarkt wurde durch ein zweites Gesetzespaket 2003 und ein drittes Gesetzespaket 2009 ergänzt. Durch ihre Umsetzung wurde unter anderem der Elektrizitätsmarkt in der EU liberalisiert, die Wertschöpfungskette entflochten und Regulierungen, die den Elektrizitätsmarkt betreffen, zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten harmonisiert.

Der Blick auf diese Veränderungen der Elektrizitätsmarktregulierung der EU zeigt, dass der Markt seit 1996 ständig im Wandel war. Nach nun mehr als 20 Jahren seit Beginn der Elektrizitätsmarktliberalisierung ist der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt hierdurch deutlich weiterentwickelt worden, entspricht aber immer noch nicht dem angestrebten Zielmodell. Es ist damit auch in den nächsten Jahren mit einer Weiterentwicklung der Regeln des EU-Elektrizitätsmarkts zu rechnen.

Das im Juni 2019 verabschiedete und 2020 in Kraft getretene vierte Gesetzespaket zum Energiebinnenmarkt, das sogenannte Clean Energy Package (CEP), definiert dabei die wichtigsten Gesetzesvorhaben für die Weiterentwicklung des EU-Strombinnenmarkts in den nächsten Jahren.

### **Durch ihre Lage im Herzen Europas ist die Schweiz besonders von dem sich verändernden Strommarkt betroffen**

Durch die mehr als 40 Netzkuppelstellen, mit denen das Schweizer Übertragungsnetz mit den umliegenden Ländern verbunden ist, ist die Schweiz im Herzen Europas unmittelbar von den Veränderungen des EU-Strombinnenmarkts betroffen. Daher wurden durch Inkraftsetzung des StromVG 2008 wichtige Punkte des 2. EU-Binnenmarktpakets in der Schweiz umgesetzt. Seitdem hat sich die Regulierung des Strommarkts zwischen der Schweiz und der EU jedoch immer weiter auseinanderbewegt und es entstehen immer neue Konfliktpunkte zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn.

So wirkt sich der Anstieg des internationalen Stromhandels innerhalb der EU, wie er durch die 70 %-Regel<sup>7</sup> des CEP angestrebt wird, auch auf die Stromflüsse innerhalb der Schweiz aus und ist damit von hoher Bedeutung für die Betriebsführung des Schweizer Übertragungsnetzes. Die 70 %-Regel wird seit dem 01.01.2020 umgesetzt. Bis spätestens zum 31.12.2025 soll die dem

---

<sup>7</sup> Danach ist weiterhin die für den grenzüberschreitenden Stromhandel in der EU zur Verfügung stehende Kapazität zu maximieren, aber mindestens je nach Berechnungsansatz 70 % der Nettoübertragungskapazität an der Grenze oder 70 % der Kapazität der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente im EU-Binnenmarkt bereitzustellen. In der Folge kann es situativ zu Überlastungen kommen, für deren Auflösung dann die Strom-ÜNB zuständig sind.

grenzüberschreitenden Handel bereitgestellte Kapazität auf mindestens 70 % steigen. Weiter wirken sich der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken in Nachbarländern der Schweiz auf die Grosshandelspreise und die Versorgungssituation der Schweiz aus. Die Weiterentwicklungen des EU-Strombinnenmarkts bedeuten für die Schweiz somit Risiken und Chancen.

Aber nicht nur die Schweiz steht unter Druck, die bestehende Stromzusammenarbeit weiterzuentwickeln. Die Bestrebungen der Europäischen Kommission und von ACER zur Umsetzung der 70 %-Regel übt Druck auf die Nachbarländer der Schweiz aus. Diese können die für die Schweiz zur Verfügung gestellten Handelskapazitäten nicht ohne Weiteres zur 70 %-Regel anrechnen. Eine solche Anrechnung ist – ohne ein Stromabkommen – nur mit einem Vertrag zwischen Swissgrid und den ÜNB der benachbarten Kapazitätsberechnungsregionen möglich, der die Kapazitätsberechnung klar regelt und unter anderem auch eine Kostenverteilung für Redispatch vorsieht.

### **Veränderungen des EU-Strombinnenmarkts erfordern, dass auch die Kooperation EU–Schweiz neu definiert werden muss**

Als Nicht-EU Mitglied im Herzen Europas ist es im Interesse der Schweiz und der EU, die gemeinsame Zusammenarbeit – nicht zuletzt im Stromsektor – zu koordinieren, um somit eine möglichst effiziente und sichere Stromversorgung in Europa sicherzustellen. Hierfür wurden in der Vergangenheit Vereinbarungen zwischen der Swissgrid und den ÜNB der Nachbarländer getroffen. Durch die Weiterentwicklung der Regeln des EU-Strombinnenmarkts verändern sich aber auch die Schnittstellen zwischen dem EU-Strombinnenmarkt und dem schweizerischen Strommarkt und erfordern daher, die Stromzusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU regelmässig anzupassen.

2007 haben die Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU zu einem Stromabkommen begonnen. Dieses soll die Zusammenarbeit der Schweiz und der EU im Strommarkt regeln. Da die EU ein Stromabkommen mit der Schweiz derzeit nur in Verbindung mit einem Rahmenabkommen abschliessen möchte, ist es nicht absehbar, inwieweit der Abschluss eines Stromabkommens erfolgreich sein wird. Der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU ist daher weiter ungewiss. Daher ist es erforderlich, die bestehenden Vereinbarungen mit Nachbarländern der Schweiz weiter zu entwickeln, um auch in den kommenden Jahren eine sichere und effiziente Stromversorgung sicherzustellen.

## **1.2 Ziel des Projekts**

Vor diesem Hintergrund hat das Beratungsunternehmen Frontier Economics im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) Analysen zur Stromzusammenarbeit CH–EU durchgeführt und dazu in Kooperation mit der TU Graz und unter beratendem Beizug von Fachexpertinnen und -experten der Branche Szenarien für die bessere Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU im Bereich Strom erarbeitet. In einer umfassenden Analyse werden dabei die Auswirkungen, Chancen und Risiken verschiedener Kooperationsszenarien analysiert und diskutiert.

## 1.3 Ablauf des Projekts

Die Erarbeitung, Analyse und Bewertung verschiedener Kooperationsformen erfolgt in diesem Projekt in zwei Phasen.

### **Phase 1 – Analyse, absehbare Entwicklung und Handlungsbedarf**

Die erste Projektphase besteht in der Ausgestaltung von Szenarien, welche die absehbaren Entwicklungen auf dem Strommarkt widerspiegeln und verschiedene Kooperationsformen zwischen der Schweiz und der EU abbilden (Kapitel 2).

Als Teil der ersten Projektphase werden die Auswirkungen der Szenarien auf verschiedene Bereiche des Strommarkts in der Schweiz und der EU durch verschiedene Modelle quantifiziert (Kapitel 4).

### **Phase 2 –Bewertung und Einordnung der Kooperationsformen**

In der zweiten Projektphase wird auf Basis der Ergebnisse der eine Einordnung und Bewertung der Szenarien vorgenommen. Der Bericht fasst hierbei die Diskussionsergebnisse zusammen (Kapitel 5). Die betrachteten Szenarien werden dabei unabhängig von politischen Implikationen transparent aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft als Ganzes dargestellt.

## 2 BESCHREIBUNG DER UNTERSUCHTEN KOOPERATIONSSZENARIEN

### 2.1 Szenariodefinition

Im Rahmen der Szenariodefinition wird die Ausgestaltung der Stromkooperation CH–EU jeweils näher für einzelne Teilmärkte beschrieben. Für das Projekt werden neben einem Vergleichsszenario Status Quo drei Kooperationszenarien und zwei Varianten definiert und analysiert, welche in Abschnitt 2.1.1 näher beschrieben werden.

Die Szenarien werden in Anlehnung an die aktuellen Verhandlungen entwickelt und beschreiben deren mögliche Ergebnisse. Hierzu gehört ein mögliches Scheitern der Verhandlungen, der Abschluss von ÜNB–ÜNB-Verträgen oder der Abschluss eines Stromabkommens. Jedem Szenario liegt dabei eine andere Grundannahme zur Stromkooperation zwischen der Schweiz und der EU beziehungsweise den benachbarten Kapazitätsberechnungsregionen zu Grunde. Damit kann jedes Szenario eine eigene Wirkung auf die verschiedenen Teilmärkte des Strommarkts entfalten. Die relevanten, von der Kooperationsform abhängigen Teilmärkte, werden vorab identifiziert. Die Ausgestaltung der Kooperation auf jeden dieser Teilmärkte ist für jedes Szenario in Tabelle 1 in Abschnitt 2.1.2 zusammengefasst.

#### 2.1.1 Überblick der Kooperationszenarien

Die Kooperationszenarien beschreiben die Kooperation der Schweiz mit der EU im Bereich der Kapazitätsberechnung für grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten sowie den verschiedenen Teilmärkten des Strommarkts. Im Rahmen der Analysen sollen keine Zwischenjahre betrachtet werden, weshalb die Beschreibung der Kooperation den Zustand jeweils für das Jahr 2025 wiedergibt. In diesem Abschnitt bieten wir einen Überblick über die Hauptthemen der definierten Kooperationszenarien. Dabei ist festzuhalten, dass einige der untersuchten Aspekte sich im Wandel befinden, entscheidende Vorgaben wie z. B. die 70 %-Regel unterschiedlich interpretiert werden und bis 2025 angepasst werden können. So ist zum Beispiel die genaue Überwachung der 70 %-Regel noch nicht abschliessend geklärt.

In allen Szenarien, auch jenen ohne Schweizer Teilnahme am Flow Based Market Coupling, wird angenommen, dass bis 2025 Norditalien ins FBMC integriert wird, was Auswirkungen auf die modellierten Lastflüsse hat. Gemäss derzeitiger CACM-Verordnung ist die Teilnahme Norditaliens jedoch erst verpflichtend, wenn die Schweiz der FBMC beigetreten ist.

##### Referenzszenario «Status Quo»

Die zentrale Annahme des Szenarios «Status Quo» (SQ) ist die Fortschreibung der aktuellen Stromzusammenarbeit zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern bis 2025. Damit würden bereits existierende Kooperationen mit der EU bestehen bleiben, jedoch keine neuen Kooperationen hinzukommen.

Gleichzeitig wird unterstellt, dass innerhalb der EU der internationale Stromhandel durch die Umsetzung der 70 %-Regel intensiviert wird.<sup>8</sup>

Das Szenario erlaubt es damit, andere Kooperationsszenarien mit einer Fortschreibung der heutigen Kooperation zu vergleichen. Weiter zeigt das Szenario auf, welche Konflikte sich unter Beibehaltung der bestehenden Übertragungskapazitäten ergeben. Wichtig ist hierbei anzumerken, dass die anstehenden Änderungen innerhalb der EU ohnehin eine Anpassung von bestehenden Kooperationen erfordern werden. Daher handelt es sich bei dem Szenario «Status Quo» um ein rein theoretisches Szenario, das keine realistische Grundlage für eine Handlungsoption darstellt.

### Szenario «Keine Kooperation»

Im ersten betrachteten praktisch relevanten Szenario «Keine Kooperation» (S1) kommt es zwischen der Schweiz und der EU zu einem Abbruch bestehender staatlicher und privatrechtlicher Kooperationen und keinen neuen Vereinbarungen. Die Konsequenz hiervon ist, dass benachbarte Länder die Verpflichtungen der 70 %-Regel nur dann umsetzen können, wenn der Stromhandel mit der Schweiz eingeschränkt wird. Entsprechend reduzieren die Nachbarländer die Übertragungskapazität mit der Schweiz. Dies betrifft auch die Langfristverträge mit französischen Kraftwerken (LTCs), welche in diesem Szenario keine Garantie auf ausreichend Übertragungskapazität haben.

Auf einigen Teilmärkten bedeutet dies auch einen Rückschritt im Vergleich zum Status Quo. Das Szenario folgt hierbei dem Ansatz, eine Welt ohne zusätzliche Kooperationen darzustellen. Dieses Szenario kann auch als eine Art «Rückfallposition» betrachtet werden für den Fall, dass keine Einigung zwischen der Schweiz und der EU beziehungsweise zwischen Swissgrid und den ÜNB der benachbarten Kapazitätsberechnungsregionen zustande kommt.

Nicht berücksichtigt werden in diesem Szenario allfällige netztechnische Gegen-respektive Abhilfemassnahmen seitens der Schweiz, um die hohen physischen Transiflüsse aus dem inner-EU-Handel über das Schweizer Netz zu beschränken.

### Szenario: «Technische Kooperation ITN/CORE»

Das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» (S2) unterstellt den Abschluss von Verträgen mit der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) ITN und der CCR CORE (vergleiche Abbildung 2), zumindest in den für die Systemsicherheit relevanten Bereichen. Mit den ÜNB der CCR ITN und CORE laufen derzeit Verhandlungen im Rahmen der Umsetzung des SAFA<sup>9</sup>-Vertrags. Für diese Studie wurden daher wahrscheinliche Annahmen über die Ausgestaltung dieser Verträge getroffen. Unter anderem aufgrund der Vielzahl der Akteure und der unterschiedlichen Kapazitätsberechnungsmethoden (FBMC in Core, NTC in ITN)

---

<sup>8</sup> Danach ist die für den grenzüberschreitenden Stromhandel in der EU zur Verfügung stehende grenzüberschreitende Kapazität zu maximieren, aber mindestens je nach Berechnungsansatz 70 % der Nettoübertragungskapazität an der Grenze oder 70 % der internen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente im EU-Binnenmarkt bereitzustellen. Einige Mitgliedstaaten müssen diese Anforderungen jedoch erst Ende 2025 voll erfüllen. In der Folge kann es situativ zu Überlastungen kommen, für deren Auflösung dann die Strom-ÜNB zuständig sind.

<sup>9</sup> Synchronous Area Framework Agreement aller ÜNB von Kontinentaleuropa



in der CCR CORE gestalten sich die Verhandlungen in dieser allerdings schwieriger als mit der CCR ITN. Zukünftig ist zu erwarten, dass auch ITN ein FBMC einführt, wovon auch diese Studie ausgeht. Auch im Falle eines jetzt erfolgreichen Abschlusses eines Vertrages mit der CCR ITN, wird der Vertrag dann angepasst bzw. neu ausgehandelt werden müssen.

Es wird in diesem Szenario eine Kooperation mit der CCR ITN und CORE angenommen. Dies betrifft:

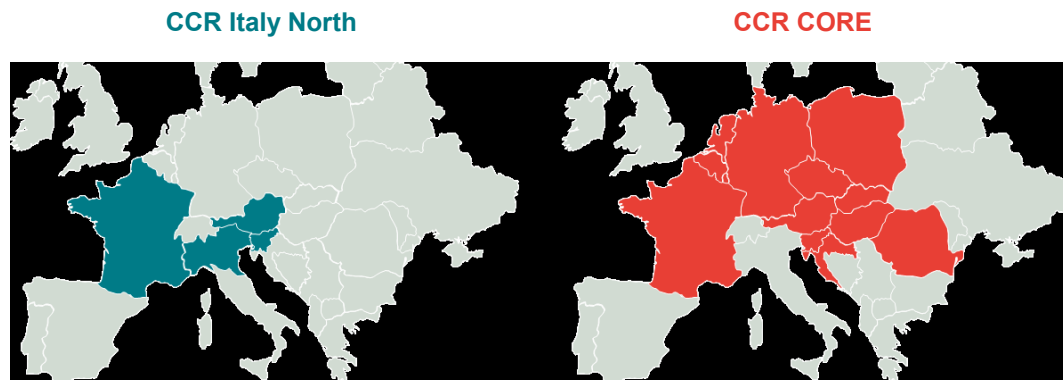
- die Beschränkung der FBMC-Flüsse durch die Schweiz, die durch den Handel zwischen Frankreich und Norditalien, sowie zwischen der CWE-Region und Frankreich entstehen, und
- die Berechnung der Übertragungskapazität an den Grenzen Schweiz–Frankreich, Schweiz–Deutschland, Schweiz–Österreich und Schweiz Italien.

Hierzu wird angenommen, dass der Handel zwischen Frankreich und Norditalien auf 4300 MW begrenzt wird. Dies entspricht der für 2025 erwarteten Übertragungskapazität der Leitungen an der Grenze Frankreich-Italien. Ohne Einschränkung wird der Handel nur durch die Kapazität einzelner Netzelemente begrenzt. Hierbei kann es je nach Situation zu einem Handel zwischen Frankreich und Italien von mehr als 8000 MW kommen. Gleichzeitig wird eine NTC Schweiz–Italien unter Berücksichtigung der FBMC-Flüsse durch die Schweiz definiert (siehe Anhang A.4). Weiter wird angenommen, dass der FBMC-Handel zwischen der CWE-Region und Frankreich auf 6500 MW beschränkt wird und so auch die FBMC-Flüsse durch die Schweiz begrenzt werden. Die 6500 MW spiegeln dabei die bisher diskutierte Beschränkung wider. Gleichzeitig werden NTCs an den Grenzen der Schweiz definiert, die unter Berücksichtigung der FBMC-Flüsse realisierbar sind.

Es wird angenommen, dass die Verträge mit den CCR ITN und CORE die Anforderungen der Europäischen Kommission für die Anerkennung des Handels zur 70 %-Regel erfüllen. Damit kann die für die NTC der Schweiz mit Deutschland, Frankreich, Österreich und Norditalien reservierte Übertragungskapazität angerechnet werden.

In diesem Szenario sind auch zusätzlich vereinbarte Kooperationen zwischen der Schweiz und den genannten Regionen auf unterschiedlichen Teilmärkten denkbar. Diese sind jedoch nicht Teil des hier analysierten Vertrages. Hierzu gehören beispielsweise die Teilnahme Schweizer Unternehmen am italienischen Kapazitätsmarkt, bilaterale Vereinbarungen zum Intradayhandel oder bilaterale Regelenenergiekooperationen.

Abbildung 2 Übersicht der Kapazitätsberechnungsregionen Italy North und CORE



Quelle: Frontier Economics auf Basis von ACER Definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) Annex I

### Szenario: «Stromabkommen»

Das Szenario «Stromabkommen» (S3) beschreibt die umfassendste Kooperation. Dieses Szenario sieht eine Kooperation nicht nur in den für die Versorgungssicherheit relevanten Bereichen vor, sondern beschreibt eine Kooperation, in der ein Abkommen mit der EU geschlossen wird, welches die Schweiz mit einem EU-Mitgliedstaat gleichstellt. Damit wären alle EU-Regulierungsvorgaben, inklusive der Vorgaben aus dem Clean Energy Package, auch auf die Schweiz anwendbar, und die Schweiz würde gleichberechtigt an allen EU-Strommarktkooperationen teilnehmen (müssen).

Für die Übertragungskapazitäten der Schweiz zu ihren Nachbarländern bedeutet dies, dass die Schweiz am FBMC teilnimmt. 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.

## 2.1.2 Zusammenfassung der Szenarioannahmen

Tabelle 1 fasst die Annahmen der Szenarien zu den einzelnen Kooperationsbereichen zusammen.

**Tabelle 1 Zusammenfassung der Szenarioannahmen**

	Status Quo	Keine Kooperation	Technische Kooperation ITN/CORE	Stromabkommen
<b>Kapazitätsberechnung und Kapazitätsvergabe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FBMC in CCR CORE + ITN.</li> <li>▪ Umsetzung der 70 %-Regel in CCR CORE und ITN ohne Anerkennung CH.</li> <li>▪ NTC für CH-CORE und CH-ITN entsprechend aktuellen Vereinbarungen.</li> <li>▪ Explizite Kapazitätsallokation CH-CORE/ITN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FBMC in CCR CORE + ITN</li> <li>▪ Umsetzung der 70 %-Regel in CCR CORE und ITN ohne Anerkennung CH.</li> <li>▪ Für NTC Schweiz steht nur verbliebene Kapazität zur Verfügung.</li> <li>▪ Physische Kapazität für LTC kann nicht garantiert werden und muss ggf. finanziell entschädigt werden.</li> <li>▪ Explizite Kapazitätsallokation CH-CORE/ITN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FBMC in CCR CORE + ITN.</li> <li>▪ Vertrag zur Kapazitätsberechnung mit CCR CORE und ITN sichert NTC zu und begrenzt FBMC-Flüsse.</li> <li>▪ CH keine Optimierungsgrösse des FBMC.</li> <li>▪ Explizite Kapazitätsallokation CH-CORE/ITN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ FBMC in CCR CORE + ITN.</li> <li>▪ CH Teilnahme am FBMC und Umsetzung der 70 %-Regel.</li> <li>▪ Vorrang für physische Kapazität für LTC entfällt, befristete finanzielle Entschädigung vorgesehen.</li> <li>▪ Implizite Kapazitätsallokation.</li> </ul>
<b>Redispatch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Redispatch auf Basis bilateraler Verträge.</li> <li>▪ Kosten werden nach dem Requester-Pays-Prinzip verteilt.</li> <li>▪ 50/50-Kostenteilung auf Interkonnektoren (ausser IT).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kosten werden nach dem Requester-Pays-Prinzip verteilt.</li> <li>▪ Wie Status Quo, nur mit 50/50-Kostenteilung auch für IT.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Neues Abkommen zu Redispatch mit koordiniertem Redispatch.</li> <li>▪ Kostenteilung nach Polluter-Pays-Prinzip.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wie Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE».</li> </ul>

	Status Quo	Keine Kooperation	Technische Kooperation ITN/CORE	Stromabkommen
<b>Regelleistungs- und Regelenergiemärkte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PRL-Kooperation.</li> <li>▪ Imbalance Netting.</li> <li>▪ Teilnahme an MARI, TERRE, Picasso.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PRL-Kooperation.</li> <li>▪ Imbalance Netting.</li> <li>▪ Keine Teilnahme an MARI, TERRE, Picasso.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kooperation Regelleistung und Regelenergie nicht von Vertrag betroffen.</li> <li>▪ Kooperationen möglich, wird aber derzeit in Frage gestellt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vollumfängliche Teilnahme an den Kooperationen.</li> <li>▪ Kooperationen diskriminierungsfrei möglich.</li> </ul>
<b>Intraday</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Teilnahme an XBID.</li> <li>▪ Keine Teilnahme an koordinierten ID-Auktionen.</li> <li>▪ Impliziter ID-Handel CH-IT.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschluss von XBID und ID Auktionen wie Status Quo.</li> <li>▪ Impliziter ID-Handel CH-IT wird eingestellt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschluss von XBID und ID Auktionen wie Status Quo.</li> <li>▪ Expliziter ID-Handel CH-IT möglich.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Impliziter Intradayhandel durch Teilnahme an XBID.</li> <li>▪ Teilnahme der Schweiz an koordinierten ID-Auktionen.</li> </ul>
<b>Kapazitätsmärkte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Teilnahme an FR CRM, oder Netzreserve DE oder AT.</li> <li>▪ Teilnahme IT CRM (reine Finanzoptionen).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wie Status Quo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wie Status Quo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schweiz wird in allen Aspekten wie ein EU-Staaten behandelt.</li> <li>▪ Teilnahme an CRM FR &amp; IT möglich.</li> </ul>
<b>Herkunftsnachweise</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Anerkennung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wie Status Quo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wie Status Quo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anerkennung der HKN</li> </ul>

Quelle: Frontier Economics

## 2.2 Annahmen zur Parametrierung der Szenarien

Neben der Definition der Kooperationsszenarien sind für die Analysen allgemeine Annahmen zum Marktumfeld zu treffen, welche sich nicht zwischen den Kooperationsszenarien unterscheiden. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die verschiedenen Parametergruppen. In Abschnitt 2.2.1 legen wir diese dar. Abschnitt 2.2.2 fasst die beschriebenen Annahmen in einer Übersicht zusammen.

**Abbildung 3 Übersicht der relevanten Marktparameter**



Quelle: Frontier Economics

### 2.2.1 Annahmen zum Marktumfeld

Das Marktumfeld beschreibt die relevanten Annahmen für die Modellierung des Strommarkts und Stromnetzes 2025. Die Annahmen spiegeln den **Stand von Mai 2020** wider.

#### Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

In Bezug auf Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen zeigte sich, dass die COVID-19-Krise (Stand Mai 2020) zu einem Preisverfall geführt hat. Die Forward-Preise für die kommenden drei Jahre (2021, 2022 und 2023) deuteten darauf hin, dass dieser Effekt in der kurzen Frist stärker ist als in der langen Frist, sodass auf Basis einer Fortschreibung der Forward-Preise bis 2025 mit einer gewissen Erholung zu rechnen war.

Dennoch war auf Basis der Preise im Mai 2020 noch von Preisdifferenzen gegenüber den TYNDP 2020-Preisprognosen (von vor der COVID-19-Krise) auszugehen. Die Brennstoff- und EUA-Preisannahmen basieren daher auf der Projektion der gehandelten Forward-Preise (1. Maiwoche) der Jahre 2021, 2022 und 2023 auf 2025 und unterstellen damit in den Preisen noch einen gewissen COVID-19-Preiseffekt. Diese Annahmen resultieren in folgenden Kernannahmen für 2025:

- Gaspreis TTF: 16,86 €/MWh (real 2020, HHV)
- Kohlepreis CIF ARA: 10,15 €/MWh (real 2020, LHV)<sup>10</sup>
- EUA Preis: 21,34 €/tCO<sub>2</sub> (real 2020)  
(weitere Annahmen sind in Tabelle 4 zusammengefasst).

<sup>10</sup> Preise für Kohle und Gas werden im Strommarktmodell regional weiter differenziert.

Bei genannter Wahl der EUA- und Brennstoffpreise gleichen sich in Nordwest-Europa die (variablen) Einsatzkosten von neuen Kohle- und Gaskraftwerken an. In Südeuropa sind die Einsatzkosten moderner Gaskraftwerke dagegen weiterhin höher als die Einsatzkosten moderner Kohlekraftwerke in der CWE-Region (auch wenn diese nicht in diesen Ländern stehen). Auf Grundlage dieser Preise ist von einem Nord-Süd-Anstieg der kurzfristigen Erzeugungskosten auszugehen, was zu entsprechenden internationalen Stromflüssen führt.

### Indikative Sensitivitätsanalyse zur Robustheit der Ergebnisse bezüglich der Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

Seit Festlegung der Preisannahmen für die Analysen haben sich die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise weiterentwickelt. Insbesondere liegt der EUA-Preis seit April 2021 auf einem deutlich höheren Niveau (ca. 50 €/tCO<sub>2</sub>) als durch die Forward-Preise im Mai 2020 (ca. 22 €/tCO<sub>2</sub>) geschätzt wurde.

Zur Überprüfung der Robustheit der Studienergebnisse wurde die Sensitivität von veränderten Generation Shift Keys (GSK) auf kritische Netzelemente (CNECs) und deren Belastung durch den Handel (PTDFs) geprüft. Grundannahme ist hierbei, dass sich die veränderten Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke auswirken und damit grenzüberschreitender Stromhandel von anderen Kraftwerken bereitgestellt wird und so zu anderen physischen Flüssen führt.

Hierzu wurden alternative GSKs ermittelt, welche für Ländern mit signifikanter Kohleerzeugung (Deutschland, Niederlande, Polen, Tschechien) ein geringeres Gewicht auf Kohlekraftwerke legen und stattdessen mehr Gewicht auf Gaskraftwerke setzen.

Die Analyse hat ergeben, dass ca. 98% der CNECs in beiden Varianten übereinstimmen. Weiter zeigen sich in den Analysen auch robuste Werte der PTDF-Matrizen, was auf unveränderte Wirkung des Handels auf Netzelemente hinweist. Die Netzsimulationen für das Jahr 2025 sind also als robust gegenüber geänderten Brennstoffpreisannahmen einzustufen. Weitere Details zur Sensitivität sind in Anhang A.2 beschrieben.

Während die Technik/das Netzverhalten selbst wie beschrieben relativ robust gegenüber geänderten Brennstoffpreisannahmen reagiert, werden sich Strompreise bei höheren Gestehungskosten erhöhen und es werden sich ggf. auch Handelsflüsse und Engpassrenten verändern. Ein exakter Robustheitscheck mit Hilfe des Marktmodelles konnte nicht durchgeführt werden, da dies deutlich zu aufwändig gewesen wäre und alle Analysen für diesen Check erneut hätten durchgeführt werden müssen.

Es lässt sich aber feststellen, dass der Wert des internationalen Stromhandels über das Stromnetz auf Strompreis- bzw. Kostendifferenzen basiert – nicht auf Strompreinsniveaus. Würden die Kosten/Strompreise auf beiden Seiten der Stromleitung um den gleichen Betrag erhöht (Niveauverschiebung) ist der Effekt auf die Engpassrenten gleich Null. In der Praxis wird dies infolge geänderter Brennstoffpreisannahmen nicht der Fall sein, sondern die erhöhende Wirkung aus höheren CO<sub>2</sub> Preisen ist leicht unterschiedlich in den einzelnen Preiszonen und Stunden. Es ist daher zu erwarten, dass sich die dargestellten Engpassrenten und

volkswirtschaftlichen Effizienzgewinne aus internationalem Handel bei geänderten Brennstoffpreisannahmen leicht ändern werden. Tendenziell ist bei höheren Brennstoffpreisen zu erwarten, dass der Wert einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur bei höheren Strompreis- und Produktionskostenniveaus auch in absoluten Zahlen leicht ansteigen dürfte. Gleichwohl ist mit einem Ergebnis in ähnlicher Grössenordnung zu rechnen, so dass auch mit Blick auf die Marktanalyse ebenfalls von robusten Ergebnissen auszugehen ist.

Folgende einfache Überschlagsrechnung untermauert diese These:

- Angenommen sei ein Land mit einer Stromerzeugung von 60 TWh/a und einem Strompreisniveau von 50 €/MWh.
- Angenommen eine bestimmte neue Netz/Marktkoordinationsmethode A schafft es, die vorhandene Netzinfrastruktur durch geschickte Koordination von Handelsflüssen/Netzallokation und Redispatchkosten 5% besser auszunutzen als eine Netz/Marktkoordinationsmethode B und damit die Erzeugungskosten/das Strompreisniveau um 10% zu senken. Die verbesserte Methode hätte damit eine Produktionskostensenkung von  $60 \text{ TWh} \times 50 \text{ €/MWh} \times 10\% = 300 \text{ Mio. €/a}$  erwirkt.
- Geht man nun in Folge erhöhter Brennstoffkosten von einem Strompreis von 60 €/MWh statt von 50 €/MWh aus würde die Effizienzverbesserung von 10% statt bei 300 Mio. €/a bei 360 Mio. € liegen. Zudem würden sich in einigen Stunden ggf. Flüsse und damit auch Verteilungseffekte leicht ändern. In Summe bleibt es aber bei ähnlichen Grössenordnungen und Effekten am Markt.

Grössere Veränderungen der Ergebnisse wären ggf. zu erwarten, wenn es zu signifikanten Unterschieden im Kraftwerkspark oder bei der Netzinfrastruktur käme, z.B. wenn man ein anderes Analysejahr (z.B. 2035) mit einem signifikant veränderten europäischen Kraftwerkspark, einer deutlich veränderten Stromnachfrage und erheblichen Netzausbauten heranziehen würde.

### Annahmen zu Stromnachfrage, Stromangebot und Stromaustausch

Wie auch für die Commodity-Preise, kann für die Stromnachfrage eine Reduktion als Folge der COVID-19-Krise beobachtet werden. Für die hier modellierten Szenarien nehmen wir jedoch an, dass die Stromnachfrage bis 2025 wieder auf ihr ursprüngliches Niveau ansteigt. Die für die Markt- und Netzmodellierung unterstellte Stromnachfrage orientiert sich daher an der im TYNDP 2020 / MAF 2019 unterstellten Stromnachfrage für das Jahr 2025.

Analog hierzu nehmen wir an, dass sich auch das Stromangebot für das Jahr 2025 entsprechend der Prognose des TYNDP 2020/MAF 2019 entwickelt. Die Gesamtkapazität der im TYNDP 2020 angenommenen Leistung für das Jahr 2025 ist in Tabelle 2 dargestellt. Jedoch nehmen wir eine Korrektur für den in Deutschland mittlerweile politisch konkretisierten Kohleausstieg vor.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Die geplante Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland entsprechend dem „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ vom 3. Juli 2020 ist im TYNDP 2020/MAF2019 noch nicht erfasst. Der in den Analysen unterstellte Kraftwerkspark reflektiert die entsprechend dem Gesetz vorgesehenen Stilllegungen.

Weiter unterstellen wir bei den Kraftwerken typische Nicht-Verfügbarkeiten, die auf Basis historischer Verfügbarkeiten abgeleitet werden. Für erneuerbare Energien wie Sonne und Wind werden zudem die Dargebotszeitreihen des EMHIRESDatensatzes<sup>12</sup> der Europäischen Kommission und das Jahr 2011 als mittleres Wetterjahr<sup>13</sup> unterstellt.

Tabelle 2 gibt eine Übersicht der getroffenen Annahmen für die betrachteten Kernregionen.

**Tabelle 2**      **Jährliche Stromnachfrage und installierte Leistung 2025 für ausgewählte Länder**

Land	Stromnachfrage	Spitzenlast	Installierte Leistung	davon dargebotsab.
AT = Österreich	77 TWh	13 GW	28 GW	17 GW
BE = Belgien	87 TWh	13 GW	25 GW	13 GW
CH = Schweiz	62 TWh	10 GW	25 GW	8 GW
DE = Deutschland	549 TWh	85 GW	236 GW	159 GW
FR = Frankreich	494 TWh	90 GW	156 GW	64 GW
IT = Italien	328 TWh	57 GW	111 GW	48 GW
NL = Niederlande	115 TWh	19 GW	42 GW	22 GW

Quelle: *Frontier Economics, basierend auf TYNDP 2020 National Trends / MAF 2019 + manuelle Korrekturen für deutschen Kohleausstieg.*

Die im Marktmodell unterstellten Stromaustauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten ergeben sich über die im Rahmen der Netzsimulation bestimmten NTCs beziehungsweise PTDF-Werte und über den simulierten lastflussbasierten Stromhandel (FBMC).

Hierbei wird für die Schweiz der Netzausbau entsprechend dem Schweizer Netzentwicklungsplan berücksichtigt. Das Netzmodell der Schweiz wurde hierbei mit der Swissgrid abgeglichen und beinhaltet alle absehbaren Netzausbauprojekte bis 2025. Für das europäische Übertragungsnetz wird der Netzausbau des TYNDP 2018<sup>14</sup> angenommen und um verzögerte Projekte korrigiert. Entsprechend den Verzögerungen im Netzausbau wurden auch Stromaustauschkapazitäten für die entsprechenden Regionen angepasst.<sup>15</sup> Weitergehende Details sind in Anhang A.1, Abschnitt Netzmodell, zu finden.

Die Stromaustauschkapazitäten variieren hierbei entsprechend den Kooperations-szenarien wie in Tabelle 3 dargestellt.

<sup>12</sup> Siehe <https://setis.ec.europa.eu/EMHIRES-datasets>

<sup>13</sup> Als «mittleres Wetterjahr» wird das Jahr des 30-jährigen Datensatzes bezeichnet, dessen Volllaststunden der Onshore-Windenergie am nächsten am Median aller Volllaststunden des Gesamtzeitraums liegt. Da Profile für Laufwasserkraftwerke und Zuflüsse in Speicherkraftwerke zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie nicht umfassend verfügbar waren, wurden für diese Kraftwerke durchschnittliche Profile angewandt.

<sup>14</sup> Hinweis: Finale Ergebnisse des TYNDP 2020 lagen während des Projekts noch nicht vor. TYNDP 2020 weist 20 zusätzliche Netzprojekte aus. Hiervon befindet sich ein Projekte in den für die Analysen relevanten Regionen, ist bereits im Bau und soll bis 2025 realisiert werden. Hierbei handelt es sich um eine 14 km Leitung in Norddeutschland (Dollern-Stade). Wir gehen von keine grösseren Auswirkungen auf die Analysen aus.

<sup>15</sup> Dies betrifft die Übertragungskapazitäten ES→FR (2600 MW anstatt 5000 MW), FR→ES (2800 MW anstatt 5000 MW), HR→SI (1500 MW statt 2000 MW) sowie SI→HR (1500 MW statt 2000 MW).



**Tabelle 3** Übersicht der unterstellten Kapazitätsberechnungsmethoden

	SQ	S1	S2	S3
FBMC	AT, BE, CZ, DE, FR, ITN, NL und PL	wie SQ	wie SQ	AT, BE, CZ, DE, FR, ITN, NL und PL + + CH
NTC	CH und andere Regionen	wie SQ	wie SQ	andere Regionen

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

## Annahmen zum gültigen Regulierungsrahmen

Neben den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen sowie dem Stromangebot und der Stromnachfrage stellt der unterstellte Regulierungsrahmen eine wesentliche weitere Gruppe von Annahmen. Hierbei sind zu nennen:

- **Gebotszonen:** Für die Modellierung nehmen wir an, dass die Gebotszonen sich bis 2025 gegenüber heute nicht ändern. Im derzeitigen Plan sind nur kleinere Anpassungen in Italien vorgesehen, die wir hier aussen vor lassen.<sup>16</sup>
- **Minimum beim CO<sub>2</sub>-Preis:** Ein Minimum beim CO<sub>2</sub>-Preis ist in Grossbritannien und den Niederlanden vorgesehen und wird von uns modelliert.<sup>17</sup>
- **Revision StromVG:** Mit der Inkraftsetzung der Revision des StromVG wird die gesetzliche Grundlage für die schweizerische Speicherreserve gelegt (Strategische Reserve). Ungeachtet möglicher Verzögerungen der Revision des StromVG nehmen wir für die hier modellierten Szenarien an, dass eine Strategische Reserve implementiert wird. Demnach wird zur Absicherung der kurzfristigen Versorgungssicherheit gegen ausserordentliche nicht vorhersehbare Extremsituationen eine neue Energiereserve (Speicherreserve) eingerichtet. Dabei können alle Betreiber von Energiespeichern, aber auch flexible Verbraucher am Schweizer Stromnetz, ein Angebot für die Reserve machen, sofern sie dafür technisch geeignet sind. Die Speicherreserve wird jährlich durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ausgeschrieben und über die Netznutzungstarife finanziert. Die genauen Details zur Umsetzung der Strategischen Reserve sind derzeit nicht bekannt. Für die Modellierung nehmen wir eine Reserve in Höhe von 1109 GWh an.<sup>18</sup> Diese wird gleichmässig auf die Jahresspeicher verteilt und steht dem Markt nur in kritischen Versorgungssicherheitssituationen zur Verfügung.

## 2.2.2 Übersicht der getroffenen Annahmen

In der untenstehenden Tabelle fassen wir die Annahmen zum Marktumfeld zusammen. Die Annahmen, insbesondere die Preisannahmen, reflektieren die Forwards der ersten Maiwoche 2020.

<sup>16</sup> Empfehlung der Terna für «Alternative Base» oder AEEGSI-Konfiguration. In beiden lediglich neue Zuordnung von Umbrien zu Central-South. Optional ist eine neue Gebotszone Kalabrien. Siehe <https://download.terna.it/terna/0000/1033/93.PDF>.

<sup>17</sup> NL: 22,10 €/MWh, UK: 41,30 €/MWh

<sup>18</sup> Die Grösse der Strategischen Reserve ergibt sich aus einer überschlägigen Rechnung, in der die Energielücke für drei Wetterjahre bestimmt wird, wenn vier Wochen lang keine Importe möglich sind und Wasserkraftwerke aufgrund von fehlendem Wasser im Speicher nicht produzieren können.

**Tabelle 4**      **Übersicht der Annahmen zum Marktumfeld**

Kategorie	Wert	Quelle
<b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise</b>		
Preis für Gas	16,86 €/MWh (HHV)	Basierend auf dem Trend der TTF Forwards Trend 2021 bis 2023
Preis für Kohle	10,15 €/MWh (LHV)	Basierend auf dem Trend der Kohle API2 Forwards 2021 bis 2023
Preis für Light Fuel Oil Preis für Heavy Fuel Oil	38,24 €/MWh (LHV) 30,29 €/MWh (LHV)	Basierend auf dem Trend der ICE Brent Forwards 2021 bis 2023 und historisch beobachtetem Verhältnis zu Ölpreisen
Preis für EUA	21,34 €/tCO <sub>2</sub>	Basierend auf dem Trend der EU CO <sub>2</sub> Allowance Forwards 2020 bis 2022
Wechselkurs CHF/EUR	1.05 CHF/EUR	
<b>Stromangebot und Nachfrage</b>		
Stromnachfrage	CH: 62 TWh	TYNDP 2020 National Trends Szenario 2025
Installierte Leistung	CH: 25 GW	TYNDP 2020 National Trends Szenario 2025 + Beznau + Anpassungen für Kohleausstieg DE
Übertragungskapazität <sup>19</sup>	<p>Auf Basis Szenariodefinition und TYNDP 2018 für 2025:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ «Status Quo»: FBMC (AT, BE, CZ, DE, FR, IT, NL, PL), NTC (CH und restliche Regionen)</li> <li>▪ «Keine Kooperation»: Wie Status Quo (andere NTC-Berechnung für CH)</li> <li>▪ «Technische Kooperation ITN/CORE»: Wie Status Quo (andere NTC-Berechnung für CH)</li> <li>▪ «Stromabkommen»: FBMC (AT, BE, CH, CZ, DE, FR, IT, NL, PL), NTC (restliche Regionen)</li> </ul>	
<b>Regulierungsrahmen</b>		
Gebotszonenkonfiguration	Keine Änderung der Gebotszonenkonfiguration gegenüber 2020	
Minimum beim CO <sub>2</sub> -Preis	Minimum beim CO <sub>2</sub> -Preis in: NL, GB	
Revision StromVG	Modellierung der Schweizer Speicherreserve (Einführung per 2024) in Höhe von 1109 GWh	

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Preise in real 2020

<sup>19</sup> Im Rahmen der CACM-Verordnung ist mit der Einführung des FBMC in der gesamten CORE-Region zu rechnen. Zu dieser gehören auch die Slowakei, Ungarn und Rumänien. Für die Analysen wird jedoch auf die Modellierung des FBMC in diesen Regionen verzichtet.

### 3 METHODE ZUR ANALYSE DER KOOPERATIONSSZENARIEN

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Methodik zur Quantifizierung der Auswirkungen der einzelnen Kooperationsszenarien auf Strommarkt und Stromnetz. Der Fokus liegt dabei auf Markt- und Netzmodellierungen.

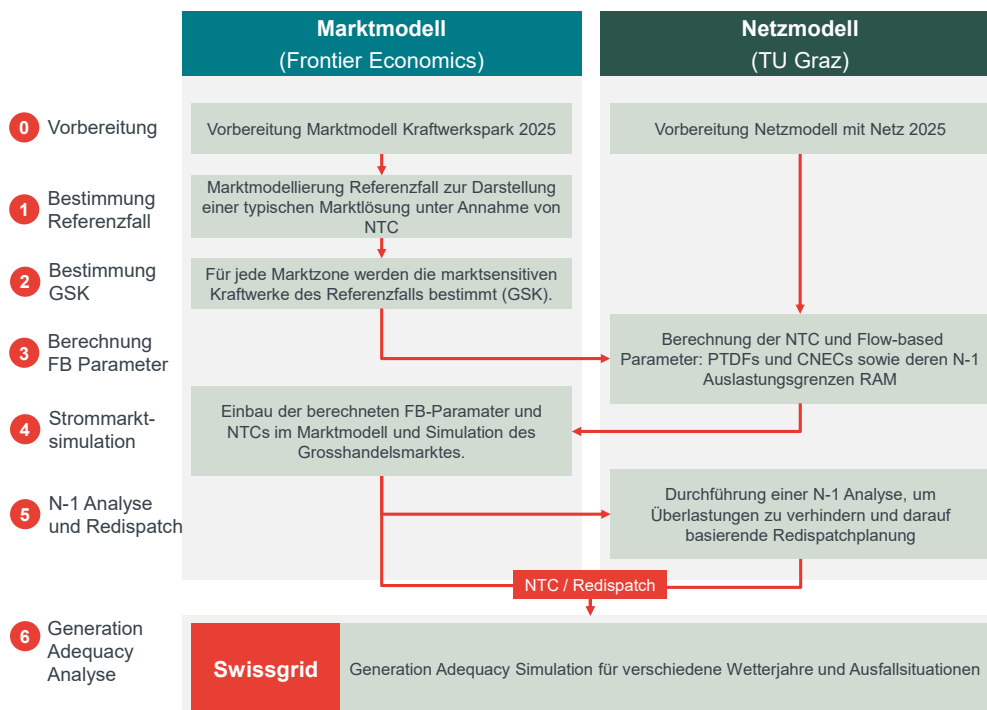
#### 3.1 Quantitative Analyse durch Markt- und Netzmodell

#### 3.2 Die Modellierungsschritte im Überblick

Die Modellierung des Grosshandelsmarktes für die Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz–EU 2025 erfolgt mithilfe eines Marktmodells und eines Netzmodells. Dabei werden die Marktsimulationen von Frontier Economics durchgeführt, während die Netzmodellberechnungen von der TU Graz vollzogen werden. Die Kooperation und Kombination der beiden Modelle ermöglicht die Marktsimulation mit FBMC auf Grundlage der im Netzmodell hergeleiteten Parameter.

Untenstehende Abbildung 4 gibt einen Überblick über die einzelnen Modellierungsschritte und das jeweils eingesetzte Modell, welche für das Jahr 2025 für jedes der definierten Kooperationsszenarien durchgeführt werden.

**Abbildung 4 Modellierungsschritte im Markt- und Netzmodell**



Quelle: Frontier Economics, TU Graz

Hinweis: Der Referenzfall ist nicht zu verwechseln mit Kooperationsszenario «Status Quo». Der Referenzfall der Marktsimulation wird für alle Szenarien durchgeführt und stellt eine approximative Marktlösung dar, auf deren Grundlage die FBMC- und NTC-Parameter bestimmt werden.

## 3.3 Beschreibung der Modellierungsschritte

### Schritt 0: Vorbereitung der Analysen

Die Vorbereitung der Analysen dient insbesondere dazu, das Markt- und Netzmodell auf die spezifischen Analysen im Jahr zu konfigurieren und die Schnittstellen zwischen den beiden Modellen abzustimmen.

Für die beiden Modelle beinhaltet dies:

- **Marktmodell:** Die Vorbereitung des Marktmodells beinhaltet die Aktualisierung auf den für 2025 erwarteten Kraftwerkspark und insbesondere auch die Implementierung der Annahmen zum Marktumfeld (siehe Kapitel 2.2).
- **Netzmodell:** Im Netzmodell sind neben öffentlich verfügbaren Daten von ENTSO-E und den statischen Netzmodellen einzelner Übertragungsnetzbetreiber, die von Swissgrid zur Verfügung gestellten Informationen zu realisierten Kooperationsprojekten, Schaltzuständen, saisonalen  $I_{\max}$ -Werten etc. als Basis für die Aktualisierung des Modells im Netzmodell zu berücksichtigen.

Die Vorbereitung der Modelle umfasst weiter auch die Abstimmung der Schnittstellen zwischen Markt- und Netzmodell. Hierfür wird in der Vorbereitungsphase ein Abgleich der Marktgebietsabgrenzungen durchgeführt sowie die Kraftwerke des Marktmodells den Lastknoten im Netzmodell zugeordnet.

### Schritt 1: Marktsimulation des Referenzfalls

In einem ersten Analyseschritt wird im Marktmodell auf Grundlage von NTCs ein Referenzfall simuliert, welcher eine approximative Marktlösung des FBMC darstellt. Anstelle einer vollständigen lastflussbasierten Marktsimulation wird die Übertragungskapazität zwischen Marktgebieten durch NTC approximiert. Das Ergebnis des Referenzfalls ist die stündliche Stromproduktion jedes Kraftwerks und die stündliche Nettohandelsposition jedes Marktgebiets. Dieser Referenzfall bildet die Grundlage zur Ableitung der Flow-based-Parameter im Netzmodell.

Auf Basis des Referenzfalls werden in einem nächsten Schritt die Erzeugungsschlüssel (Generation Shift Key, GSK) für jede Marktzone definiert.

### Schritt 2: Herleitung der Generation Shift Keys

In einem nächsten Schritt sind GSK zu definieren. Der GSK gibt an, welche Kraftwerke eines Marktgebiets sensitiv auf eine Änderung der Nettohandelsposition reagieren, also welche Kraftwerke die marginalen Kraftwerke sind, deren Erzeugung durch den Handel mit anderen Gebotszonen angepasst wird. Der GSK ist damit zentral für die Ableitung weiterer Flow-based-Parameter. Typischerweise basiert der GSK auf steuerbaren Kraftwerken, das heisst vor allem fossil-thermische Kraftwerke, steuerbare hydrologische Kraftwerke und einige Kernkraftwerke (z. B. in Frankreich). Laufwasserkraftwerke, Windkraftanlagen und PV-Anlagen sind dagegen typischerweise nicht Teil des GSK.

Die zeitliche Variation der GSK wird in der Praxis zurzeit verschieden gehandhabt. Da die Kalkulation stündlicher GSKs für spätere Rechnungen sehr aufwendig und

die Integration stündlicher Flow-based-Parameter in die lastflussbasierte Marktsimulation sehr rechenintensiv wäre, werden die GSKs für repräsentative Situationen hergeleitet. Hier werden die folgenden vier Situationen unterschieden:

- Winter/Offpeak: Oktober-März, täglich 20-08 Uhr + gesamtes Wochenende
- Winter/Peak: Oktober-März, wochentags 08-20 Uhr
- Sommer/Offpeak: April-Sept., täglich 20-08 Uhr + gesamtes Wochenende
- Sommer/Peak: April-Sept., wochentags 08-20 Uhr.

Für jede dieser vier Kategorien wird ein GSK bestimmt, der sich aus der durchschnittlichen Erzeugung marktgetriebener Kraftwerke pro Marktgebiet und Energieträger ergibt.

### Schritt 3: Berechnung der FBMC- und NTC-Parameter

Im dritten Schritt werden auf Grundlage des im Marktmodell simulierten Referenzfalls die NTCs für die Schweiz sowie die Parameter des FBMC abgeleitet. Zu den FBMC-Parametern gehören:

- **Critical Network Element and Contingencies (CNECs):** CNECs sind Netzelemente, deren Auslastung sensitiv auf Stromhandel reagiert. Als CNEC werden dabei solche Netzelemente definiert, die mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllen:
  - Netzelemente sind grenzüberschreitende Netzelemente und/oder
  - interne Elemente, deren maximaler zentraler Power Transfer Distribution Factor (PTDF) im (N-1)-Fall<sup>20</sup> über 5 % liegt.

Die Berechnung des maximalen (N-1)-PTDF ergibt sich dabei aus allen möglichen Handelskombinationen, die über die GSK im Netzmodell abgebildet werden. Grössere Ausfallereignisse werden dagegen nicht berücksichtigt. CNECs werden auf Basis der GSKs und des Netzmodells bestimmt.

- **Zonal Power Transfer Distribution Factors (PTDFs):** Eine zonale PTDF ist eine Matrix, deren Dimensionen durch die CNECs und durch die am FBMC teilnehmenden Marktgebiete bestimmt ist. Die Matrix bildet die Höhe des Lastflusses über einen CNEC ab, der durch den Handel zwischen zwei Marktgebieten entsteht.

Die zonalen PTDFs werden für jeden der vier repräsentativen Fälle auf Basis der GSKs und des Netzmodells bestimmt.

- **Remaining Available Margin (RAM):** Die RAM beschreibt den zulässigen maximalen Lastfluss auf einem CNEC, der durch Handel zwischen Marktgebieten induziert wird. Die RAM berücksichtigt neben der technischen Stromtragfähigkeit den Lastfluss bei ausgeglichener Nettoposition eines Marktgebietes und die regulatorische Vorgabe der 70 %-Regel (minRAM). Damit ergibt sich die RAM grundsätzlich aus:

$$RAM = \text{Max}(F_{max} - FRM - F_0, 70 \% \cdot F_{max})$$

<sup>20</sup> Als (N-1)-Fall wird der ungeplante Ausfall von genau einer Verbindungsleitung zwischen zwei Knoten in einem vermaschten Verbundnetz bezeichnet. Auch in einer solchen Ausfallsituation muss das Netz zu jedem Zeitpunkt betriebssicher bleiben, bis der Ausfall behoben wurde. Zur Untersuchung der Betriebssicherheit sowie zur Auslegung von Netzen werden daher (N-1)-Analysen durchgeführt.

Die einzelnen Elemente bestimmen sich hierbei wie folgt:

- $F_{max}$  – Die (für Leitungen saisonal abhängige) maximale Übertragungsleistung eines CNECs ergibt sich unmittelbar aus den Daten des Netzmodells.
- $FRM$  – Die sogenannte «*Flow Reliability Margin*» ist eine Sicherheitsmarge, welche sich auf Basis empirischer Analysen des prognostizierten und des tatsächlichen Lastflusses ergibt. Eine solche empirische Analyse lässt sich ohne entsprechende Daten nicht durchführen. Als Approximation wird die FRM hier auf 10 % von  $F_{max}$  bei normalen Wetterbedingungen gesetzt.
- $F_0$  (Internal und Loop Flows) – Dieser Lastfluss bildet den Fluss auf einem CNEC ab, der sich ergibt, wenn die Nettohandelsposition der Marktgebiete ausgeglichen ist. Dieser Zustand wird auf Grundlage des Referenzfalls aus der Marktsimulation und den GSKs abgeleitet. Mithilfe der im Schritt 2 definierten GSK kann die Nettoposition aller Marktzone rechnerisch auf null skaliert werden. Die Grösse gibt damit an, in welchem Masse ein CNEC durch Lastflüsse belegt ist, die aus marktgebietsinternen Transaktionen stammen.  $F_0$  ist aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung und stündlich variierenden Last für jede Stunde zu berechnen.

Neben den genannten Elementen ist offen, inwieweit Flüsse aus Drittstaaten (Third Parties) zur Erfüllung der 70 %-Regel beitragen/angerechnet werden oder nicht. Bei einer Anerkennung von Flüssen aus Drittstaaten wäre die dem FBMC zur Verfügung gestellte Kapazität RAM entsprechend der für die Drittstaaten reservierten Kapazität zu reduzieren. Es steht den Übertragungsnetzbetreibern aber zu, die dem FBMC zur Verfügung gestellte Handelskapazität durch Engpassmanagementmassnahmen zu erhöhen.

In den hier analysierten Kooperationsszenarien geht es im Wesentlichen um die Frage, ob die Flüsse, die aus der NTC der Schweiz mit ihren Nachbarländern resultieren, zu den 70 % angerechnet werden dürfen oder nicht. Die Anrechnung hängt dabei vom Szenario ab. Die unterschiedliche Handhabung ist in Abbildung 5 abgebildet und sieht folgende Regelung vor:

- Im Szenario «Status Quo» werden die Schweizer NTCs mit den Nachbarländern nicht eingeschränkt. Gleichzeitig wird die hierfür benötigte Kapazität, die eigentlich auf CNECs in den umliegenden Ländern zu reservieren wäre, nicht zur 70 %-Regel angerechnet. Hierdurch müssen weiterhin mindestens 70 % der Übertragungskapazität dem FBMC zur Verfügung gestellt werden.
- Im Szenario «Keine Kooperation» wird davon ausgegangen, dass keine Anrechnung Schweizer Flüsse zur 70 %-Regel möglich ist. Daher wird die Schweizer NTC auf ein Mass reduziert, dass den EU-ÜNB die Einhaltung der 70 %-Regel an anderen Grenzen ermöglicht. Die FBMC Länder stellen somit mindestens 70 % der Übertragungskapazität dem FBMC zur Verfügung.
- Das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» geht von einem Vertrag zwischen der Swissgrid und den ÜNB der benachbarten Kapazitätsberechnungsregionen aus. Auf Grundlage dieser geplanten Verträge wird eine NTC für die Schweiz definiert, für die EU-ÜNB Kapazität auf

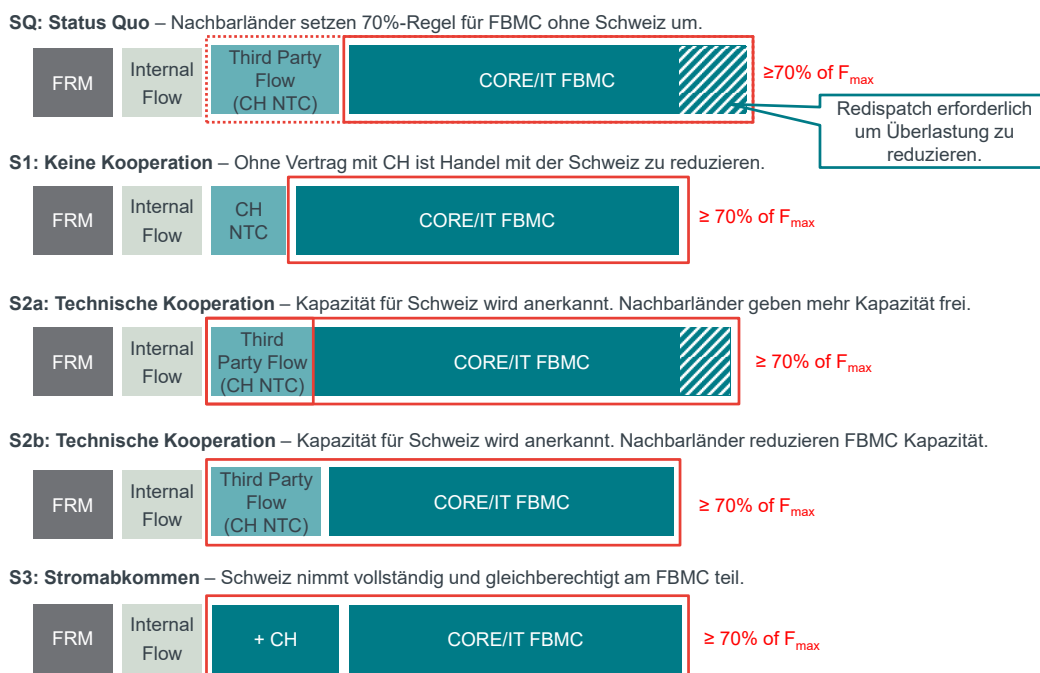
ihren Netzelementen reservieren können. Diese Kapazität wird dann auch bei der 70 %-Regel angerechnet. Wie hoch die zu reservierende Kapazität ist, hängt jedoch stark von der konkreten Marktsituation ab. Daher werden für die Szenarien «Technische Kooperation» zwei Varianten gerechnet:

- **Variante a:** EU-ÜNB nehmen keine Kapazitätsreservierung vor und stellen damit dem FBMC mehr Kapazität bereit. Gegebenenfalls folgen hieraus Überlastungen, die durch Engpassmanagement zu lösen sind.
- **Variante b:** EU-ÜNB reservieren Kapazität für den Handel mit der Schweiz und gehen dabei von einer maximalen Auslastung der NTC aus. Entsprechend ist die dem FBMC bereitgestellte Kapazität, zu reduzieren. Diese Variante würde näher an der bisher anvisierten Kapazitätsreduktion entsprechend Sharing Keys liegen.

Beide Varianten verdeutlichen die Bandbreite der Möglichkeiten, mit der die Schweizer NTCs in den Netzrechnungen der EU-ÜNB berücksichtigt werden können.

- Im Szenario «Stromabkommen» ist Swissgrid Teil der CCR ITN und CORE. Damit werden die Restriktionen des Schweizer Netzes über das FBMC berücksichtigt und der Handel mit der Schweiz optimiert.

**Abbildung 5 Übersicht zur Anrechnung von Third Party Flows für die Berechnung der minRAM**



Quelle: Frontier Economics, TU Graz

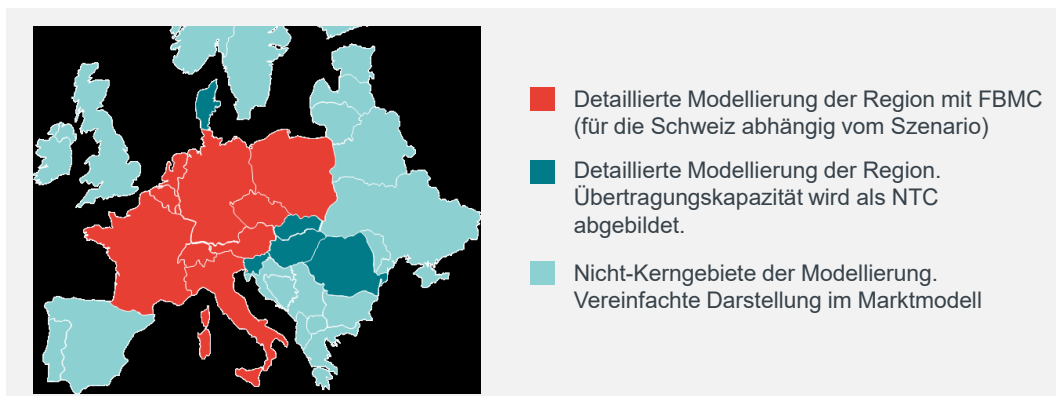
Die so in Netzanalysen abgeleiteten Grössen bilden Eingangsgrössen für die lastflussbasierte Marktsimulation.

Für Grenzen, an denen die Kapazitätsberechnung nicht über das FBMC erfolgt, wird die Übertragungskapazität als NTC definiert. Die NTCs stellen eine Eingangsgrösse für das FBMC dar.

## Schritt 4: Marktsimulation der verschiedenen Kooperationsszenarien

Im vierten Schritt wird eine lastflussbasierte Marktsimulation auf Grundlage der im Netzmodell berechneten Parameter durchgeführt. Die Marktsimulation wird für alle Stunden des Jahres 2025 durchgeführt. Für die Modellierung nehmen wir ein FBMC an den Grenzen der folgenden Marktgebiete an: AT, BE, CZ, DE, FR, IT, NL, PL und Schweiz im Szenario 3 «Stromabkommen». Für die restlichen Grenzen wird in der Strommarktmodellierung der Handel durch NTCs begrenzt. Eine Übersicht der modellierten Regionen ist in Abbildung 6 gegeben.

**Abbildung 6 Übersicht der im Marktmodell berücksichtigten Regionen**



Quelle: Frontier Economics

Aus der lastflussbasierten Marktsimulation ergeben sich die stündlichen Strompreise pro Marktgebiet sowie der Handel zwischen den Marktgebieten. Auf Basis dieser Daten lassen sich die Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrenten pro Marktgebiet und Szenario ableiten. Weiter ergibt sich aus dem Modell der stündliche Kraftwerkseinsatz, der für weitere Netzanalysen verwendet wird.

## Schritt 5: (N–1)-Analyse und Redispatchplanung

Im fünften Schritt wird auf Basis des Kraftwerkseinsatzes eine (N–1)-Analyse durchgeführt, um Überlastungen im Netz und die Notwendigkeit für einen Redispatch zu identifizieren. Geografisch bezieht die Analyse die relevanten Engpässe und Kraftwerke in der Schweiz und ihrer Nachbarländer mit ein. In einem ersten Schritt werden die noch freien Phasenschiebertransformatorstufen beziehungsweise Leistungsreserven von (in der Synchronzone eingebetteten) Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen verwendet, um allfällige Engpässe zu entschärfen.

Weiter wird unter Berücksichtigung maximaler Produktionskapazitäten<sup>21</sup> und kurzfristiger Grenzkosten der Kraftwerke eine Redispatchplanung durchgeführt. Diese berücksichtigt approximativ die reduzierte Verfügbarkeit von Kraftwerken aufgrund von Wartungsarbeiten oder Ausfällen. Es erfolgt also näherungsweise eine ökonomische Optimierung der Redispatchkosten unter Berücksichtigung der relativen Lage des Netzknotens/Kraftwerks zum Engpass und den spezifischen

<sup>21</sup> Die Produktionskapazitäten umfassen hierbei die in der Kraftwerksdatenbank hinterlegten Kraftwerke. Für die Analyse werden daher erforderlichenfalls auch Kleinstkraftwerke für den Redispatch eingesetzt.



Kosten. Die Kosten für den Redispatcheinsatz der Kraftwerke sind dabei die stündlichen Opportunitätskosten, welche der Marktmodellierung entstammen. Die Rückwirkungen des Redispatcheinsatz auf die Marktsimulationen, wie beispielsweise durch eine Verknappung von Wasser, wurde aussen vor gelassen.

Aus dieser Analyse ergeben sich die Redispatchmengen und die Gesamtkosten des Redispatches. Anschliessend erfolgt die Kostenallokation auf die Marktgebiete. Diese hängt vom Kostenallokationsmechanismus ab:

- **Requester-Pays-Prinzip** – Das Requester-Pays-Prinzip ordnet die Kosten des Redispatches demjenigen ÜNB zu, der den Redispatch veranlasst hat. Im Rahmen der Kostenallokation bilden wir dieses Prinzip nach, indem zunächst für jede Stunde die Gesamtkosten des Redispatches proportional zur Engpassleistung eines Engpasses aufgeteilt werden. Die Kosten werden dann dem ÜNB zugeordnet, in dessen Netzgebiet das überlastete Netzelement liegt. Dieses Allokationsprinzip unterstellen wir in den Szenarien «Status Quo», sowie «Keine Kooperation».
- **Polluter-Pays-Prinzip** – Das Polluter-Pays-Prinzip ordnet die Kosten des Redispatches dem Verursacher der Überlastung zu. Damit ist nicht die geographische Lage des Engpasses relevant, sondern die Ursache für die Überlastungen. Da im Zug des Market Couplings 70 % dem grenzüberschreitenden Handel bereitgestellt werden müssen und 10 % für die FRM reserviert werden, sind 80 % der Flüsse «genehmigt». Überlastungen treten somit dann auf, wenn interne Flüsse und Loop Flows die verbleibende Kapazität von 20 % überschreiten. Der Anteil der internen Flüsse und Loop Flows wird anhand von Netzanalysen bestimmt und bildet den Schlüssel für die Allokationen der Redispatchkosten.

Weitere Details zur Allokation der Redispatchkosten sind in Anhang A.5.2 zu finden.

## Schritt 6: Generation-Adequacy-Analyse der Swissgrid

Die Markt- und Netzsimulation in den vorhergehenden Schritten bildet ein (durchschnittliches) Wetterjahr (Kombination aus Last, Wasserzuflüssen, Erzeugung aus Sonnen- und Windkraft) ab und kann Generation-Adequacy-Effekte nicht adäquat abbilden.

In einem letzten Schritt erfolgt daher auf Basis der im Marktmodell bestimmten Übertragungskapazitäten und **NTCs sowie der in der Redispatchanalyse bestimmten Einsatzmengen für die Schweizer Wasserkraft** eine sogenannte «Generation-Adequacy-Analyse».

Diese setzt die Szenarien einer definierten Stresssituation aus und prüft, ob die Generation Adequacy in einer solchen Situation gewährleistet ist. Die Stresssituation besteht aus der Nichtverfügbarkeit von Beznau 1 und 2 sowie einem Drittel des französischen Kernkraftwerkparcs.

Auf Basis der NTCs und der Redispatchmengen<sup>22</sup>, aber ansonsten losgelöst von den Markt- und Netzsimulationen der Schritte 0 bis 5 werden in der Generation-

<sup>22</sup> Die Redispatchmengen wurden in den Schritten 0-5 abgeleitet. Die in der Generation-Adequacy-Analyse betrachteten Situationen können zu anderen Marktergebnissen und Stromflüssen führen und daher auch

Adequacy-Analyse Stresssituation in einer Monte-Carlo-Simulation betrachte, die verschiedene Klimajahre und Kraftwerksausfälle miteinander kombiniert. Die Klimajahre beinhalten eine Variation des Verbrauchs, der Wasserverfügbarkeit und der Einspeisung aus den erneuerbaren Quellen Wind und Sonne.<sup>23</sup>

Die Swissgrid führt regelmässig Generation Adequacy-Analysen im Auftrag der EICom durch. Ergebnis der Versorgungssicherheitsanalysen sind Versorgungssicherheitsindikatoren für jedes Szenario (z. B. LOLE und ENS).

Ergänzt wird die Generation-Adequacy-Analyse durch eine qualitative Diskussion der operativen Netzbetriebssicherheit. Generation Adequacy und operative Netzbetriebssicherheit stellen dabei unterschiedliche Aspekte der Versorgungssicherheit dar. Die operative Netzbetriebssicherheit beschreibt die Fähigkeit der Swissgrid, Strom- und Spannungsgrenzwerte auf Leitungen einzuhalten. Die Einordnung erfolgt hierbei qualitativ anhand der in den Szenarien unterstellten Kooperationsvereinbarungen.

---

den Bedarf and Redispatch ändern. Diese Rückkopplung wurde auf Grund der Vielzahl der in der Generation-Adequacy-Analyse betrachteten Fälle nicht berücksichtigt.

<sup>23</sup> Zur Methode siehe: Eicom (2020), EICom System Adequacy 2030 - Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030, S. 22

## 4 VERGLEICH DER QUANTITATIVEN UND QUALITATIVEN AUSWIRKUNGEN DER KOOPERATIONSSZENARIOEN

Die aus den Analysen und Gesprächen abgeleiteten Erkenntnisse zu den unterschiedlichen Kooperationsszenarien werden im folgenden Kapitel beschrieben. Hierbei gehen wir insbesondere auf die Ergebnisse aus der Markt- und Netzsimulation (Abschnitt 4.1) ein, beschreiben die Ergebnisse der Generation-Adequacy-Analyse der Swissgrid (Abschnitt 4.2) und fassen die Ergebnisse der Diskussionen zu weiteren Teilmärkten zusammen (Abschnitt 4.3).

### 4.1 Ergebnisse der Markt- und Netzsimulationen

Die Ergebnisse der Markt- und Netzsimulation umfassen die Effekte der Stromzusammenarbeit auf den Schweizer Elektrizitätsmarkt. Diese äussern sich im Preisniveau, Aussenhandel und Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrenten. Weiter ergeben sich aus dem simulierten Kraftwerkseinsatz und den Netzanalysen die Belastungen einzelner Netzelemente und die Kosten, um diese aufzulösen. Ein solches Engpassmanagement umfasst in der Praxis eine Vielzahl von Massnahmen wie Schalthandlungen, Countertrading und Redispatch. In der Gesamtheit ergibt sich somit aus den Konsumenten-, Produzenten-, Engpassrenten und den Redispatchkosten der Wohlfahrtseffekt der Kooperationsszenarien. Anzumerken ist hierbei, dass die Wohlfahrtseffekte vor allem in einem Vergleich zu einem anderen Szenario zu interpretieren sind.

Nachfolgend fassen wir die Kernergebnisse der einzelnen Szenarien zusammen.

#### Referenzszenario «Status Quo»

Im Szenario «Status Quo» wird von einer Fortschreibung der derzeitigen Zusammenarbeit ausgegangen. Entsprechend orientieren sich die Übertragungskapazitäten der Schweiz mit ihren Nachbarländern an den derzeit antizipierten Übertragungskapazitäten. Diese sehen vor, dass die Schweiz gut in das europäische Verbundnetz integriert ist. So betragen die Exportkapazitäten bis zu 11.300 MW und die Importkapazitäten bis zu 9.010 MW (vgl. Anhang A.4)

Gleichzeitig können Kapazitätsreservierungen für die Schweizer NTC aufgrund eines fehlenden Kooperationsvertrags nicht für die 70 %-Regel anerkannt werden. Infolgedessen geben die FBMC-Länder mindestens 70 % ihrer Übertragungskapazität in das FBMC. Dies hat zur Folge, dass es in bestimmten Situationen zu hohen Flüssen durch die Schweiz kommen kann. Die Flüsse stammen dabei zum einen direkt aus dem NTC-Handel der Schweiz, zum anderen aber auch aus dem FBMC-Handel der benachbarten Regionen, welcher zu Stromflüssen durch die Schweiz führt. Über das gesamte Jahr betragen die Transite<sup>24</sup> durch die Schweiz im Szenario «Status Quo» 34 TWh. Wegen der hohen Handelskapazitäten der Schweiz ist nur ein kleiner Teil hierbei auf den FBMC-Handel zurückzuführen.

---

<sup>24</sup> Transite werden als gleichzeitige Importe und Exporte verstanden.

Im modellierten Szenario ergibt sich so ein Grosshandelspreisniveau der Schweiz von durchschnittlich 38,8 €/MWh. Damit liegt das Schweizer Preisniveau leicht über dem von Deutschland und Frankreich, aber deutlich unterhalb des Preisniveaus von Italien.

Die hohen Handelskapazitäten im Szenario «Status Quo» haben zur Folge, dass dieses Szenario die höchsten Redispatchkosten aufweist. Zur Auflösung der Engpässe in den Regionen Schweiz, Deutschland, Frankreich, Norditalien und Österreich müssen 48 TWh Redispatch eingesetzt werden, die Kosten in Höhe von 809 Mio. € mit sich bringen. Aufgrund vereinfachender Annahmen handelt es sich bei diesen Redispatchmengen und Redispatchkosten um eine untere Grenze, die vor allem zum Vergleich mit den anderen Szenarien dient.

Dieses Szenario ist ein Referenzszenario und stellt keine realistische Option dar, da davon ausgegangen werden muss, dass die Nachbarstaaten zur Begrenzung der Redispatchkosten die NTCs an der Schweizer Grenze deutlich reduzieren würden.

### Szenario: «Keine Kooperation»

Entsprechend der Annahmen werden die NTCs der Schweiz im Szenario «Keine Kooperation» so berechnet, dass die benachbarten Regionen die 70 %-Regel umsetzen können. Für die Schweizer NTC verbleiben damit maximal 20 % der Netzkapazität, wenn nicht interne Flüsse oder Loop Flows zu erwarten sind.

Dies führt zu einer maximalen, kommerziell nutzbaren Exportkapazität von circa 2.670 MW und einer maximalen Importkapazität von circa 2.750 MW. Insbesondere die Kapazität nach Italien wird dabei stark eingeschränkt. Die NTCs beschränken den Handel der Schweiz damit deutlich (vgl. Anhang A.4).

In der Folge reduzieren sich auch die physischen Flüsse durch die Schweiz. Die Transite reduzieren sich auf 21 TWh (gegenüber 34 TWh im «Status Quo»). Die FBMC-Flüsse machen hierbei mit 19 TWh den grössten Anteil aus. Dies ist ein unmittelbarer Effekt aus der reduzierten Versorgung Norditaliens über die Schweiz, die nun durch andere Quellen kompensiert werden muss.

Im modellierten Szenario ergibt sich ein Grosshandelspreisniveau der Schweiz von durchschnittlich 41,3 €/MWh. Wie auch schon im Szenario «Status Quo» (SQ) liegt das Schweizer Preisniveau damit leicht über dem von Deutschland und Frankreich, aber deutlich unterhalb des Preisniveaus von Italien. Das relativ niedrige Preisniveau in diesem Szenario erklärt sich durch die Modellierungsannahmen, welche für das modellierte Jahr von vergleichsweise guten hydrologischen Bedingungen ausgeht. Gleichzeitig wird angenommen, dass diverse Kleinanlagen bis 2025 zugebaut werden, sodass die Schweiz in diesem Szenario einen Stromüberschuss hat. Im Hinblick auf den angestrebten Kernenergieausstieg sowie schwankende hydrologische Bedingungen ist diese Aussage jedoch nur eingeschränkt belastbar; dementsprechend darf das Szenario «Keine Koordination» nicht als konsumentenfreundliches Szenario verstanden werden. Die Grosshandelspreise würden in einem solchen Szenario grossen Schwankungen unterliegen und könnten in einem «trockenen» Jahr sehr hoch ausfallen.

Die Handelseinschränkungen bewirken aber eine Reduktion der Netzengpässe. Das Redispatchvolumen zur Auflösung der Engpässe beträgt im Szenario «Keine Kooperation» 32 TWh und führt zu Kosten in Höhe von 282 Mio. €. Ein Grossteil der Engpässe liegt dabei ausserhalb der Schweiz, sodass das Requester-Pays-Prinzip die Kosten überwiegend den Nachbarländern zuordnet.

Im Vergleich zu allen anderen Szenarien weist das Szenario «Keine Kooperation» die geringste Wohlfahrt für die Schweiz auf. Wird das Szenario «Status Quo» als Referenz genommen, sinkt die Wohlfahrt in der Schweiz um 150 Mio. €/a. Die Haupteffekte sind hierbei:

- **Preiseffekt:** Der gesunkene Grosshandelspreis erhöht zwar die Konsumentenrente, senkt aber die Produzentenrente stärker. Wie oben erwähnt können je nach Wettersituation (insbesondere hydrologischen Bedingungen) die Preise auch deutlich steigen, was eine Änderung der Vorzeichen bei der Konsumenten- und Produzentenrente zur Folge hätte. Gleichzeitig verhindert die niedrige Exportkapazität Exporte aus der Schweiz in teuren Stunden. Der Nettoeffekt von Produzenten- und Konsumentenrente beläuft sich auf -63 Mio. €. In dem hier vorliegenden Szenario dürfte der Grosshandelspreis in der Schweiz stärker von den hydrologischen Bedingungen abhängigen als in den anderen Szenaren. Entsprechend dürften auch die Konsumenten- und Produzentenrente stärkeren Schwankungen unterliegen.
- **Reduzierte Transite:** Die Reduktion der NTC-Transite durch die Schweiz hat zur Folge, dass eine geringere Engpassrente anfällt. Für die Transite aus FBMC-Handel erhält die Schweiz zudem keine Engpassrente. Der Effekt beläuft sich auf -192 Mio. €. Die Engpassrente wird von den jeweiligen ÜNB eingenommen und kommt damit den Verbrauchern (Netzkunden) zugute.
- **Weniger Redispatch:** Durch die Handelseinschränkungen fallen in der Schweiz weniger Engpässe an. Dieser Effekt wirkt sich mit 105 Mio. € positiv auf die Wohlfahrt der Schweiz aus. Reduzierte Redispatchkosten wirken sich positiv auf die Tarife der Konsumenten aus.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

**Tabelle 5**      **Szenario «Keine Kooperation» – Veränderung der jährlichen Wohlfahrt in der Schweiz gegenüber dem Referenzszenario «Status Quo»**

Effekt	Wert
Konsumentenrente	248 Mio. €
Produzentenrente	-311 Mio. €
Engpassrente	-192 Mio. €
Redispatchkosten	105 Mio. €
<b>Gesamt</b>	<b>-150 Mio. €</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

Hinweis: Das Preisniveau kann in diesem Szenario auf Grund der hydrologischen Bedingungen stark variieren, entsprechend kann es zu grossen Verschiebungen zwischen Konsumenten- und Produzentenrente kommen – bis hin zu einer Änderung des Vorzeichens.

## Szenario: «Technische Kooperation ITN/CORE»

In diesem Szenario wird ein Vertrag zwischen der Swissgrid und den ÜNB der CCR ITN sowie ein analoger Vertrag der Swissgrid mit den ÜNB der CCR CORE angenommen. Diese Verträge ermöglichen die Definition von höheren NTCs an den Grenzen der Schweiz nach Deutschland, Frankreich Österreich und Norditalien. Weiter werden zusätzlich die FBMC-Flüsse durch die Schweiz aus dem Handel zwischen Frankreich und Norditalien, sowie der CWE-Region und Frankreich begrenzt. Insgesamt ergibt sich so eine maximale Exportkapazität von circa 8.690 MW und eine maximale Importkapazität von circa 9.310 MW (vgl. Anhang A.4).

Die Erhöhung der NTCs gegenüber dem Szenario S1 ermöglicht es der Schweiz, zusätzliche Strommengen aus der CORE Region zu importieren und nach Italien zu verkaufen. Die hieraus resultierenden Transite hängen dabei auch davon ab, wie die Schweizer NTC in der Kapazitätsberechnung der Nachbarländer berücksichtigt wird. Hierzu werden die Varianten a und b definiert:

- **Variante a** sieht vor, dass der FBMC-Handel durch Redispatchmassnahmen gestützt wird. So ergibt sich ein Transit durch die Schweiz von 32 TWh (vor Redispatchmassnahmen), wovon circa ein Viertel durch das FBMC induziert wird.
- **Variante b** sieht vor, dass der FBMC-Handel durch Kapazitätsreservierungen für die NTC CH–IT reduziert wird. Hieraus ergeben sich Transite durch die Schweiz von 23 TWh. Die FBMC-Flüsse wirken sich in dieser Variante sogar reduzierend auf die Transite durch die Schweiz aus. Die Reduktion gegenüber Variante a ist dabei hauptsächlich auf den reduzierten FBMC-Handel zurückzuführen.

Die Definition von NTCs zur CORE-Region verhindert, dass sich das Schweizer Strompreinsniveau dem italienischen Preisniveau annähert. In Variante a ergibt sich so ein Preisniveau von durchschnittlich 42,7 €/MWh. In Variante b beträgt der durchschnittliche Preis in der Schweiz 42,5 €/MWh.

In diesem Szenario kann die Schweiz auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario «Status Quo» mit den benachbarten Regionen handeln. Dies wirkt sich auch auf die Netzbelastung aus. Variante a weist ein Redispatchvolumen von 56 TWh auf. Die Redispatchkosten hierzu betragen 635 Mio. €. Die Kosten hierfür fallen überwiegend in Italien und Deutschland an, die entsprechend der Definition der Variante a den Handel durch Redispatchmassnahmen stützen. In Variante b dagegen wird das Netz nicht überverkauft. Das Redispatchvolumen mit 26 TWh und die Redispatchkosten von 307 Mio. € fallen daher deutlich geringer aus als in Variante a und befinden sich eher auf dem Niveau des Szenarios «Keine Kooperation». Aufgrund des angenommenen Polluter-Pays-Prinzips, wird ein Teil dieser Kosten durch Regionen getragen, die nicht unmittelbarer Anrainer der Schweiz sind.

Insgesamt wirkt sich der Abschluss eines Vertrags mit der CCR ITN und CCR CORE positiv auf die Schweizer Wohlfahrt aus. Relativ zum Szenario «Status Quo» (SQ) liegt der Wohlfahrtseffekt zwischen -10 Mio. € und 136 Mio. €. Gegenüber dem Szenario «Keine Kooperation» (S1) erhöht sich die Wohlfahrt um 140 bis 286 Mio. €/a. Im Vergleich zeigt sich, dass Variante a dem Szenario

«Status Quo» (SQ) nahekommt. Variante b sieht dagegen eine stärkere Einschränkung des FBMC-Handels vor, was die Preisdifferenz zwischen den Ländern der CORE-Region und Italien erhöht. Infolgedessen ist der Handel über die Schweiz wertvoller, was sich in höheren Engpassrenten niederschlägt. Gleichzeitig wird das Netz entlastet, sodass die Redispatchkosten in der Schweiz deutlich fallen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

**Tabelle 6 Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» – Veränderung der jährlichen Wohlfahrt in der Schweiz gegenüber dem Referenzszenario «Status Quo»**

Effekt	Wert Variante a	Wert Variante b
Konsumentenrente	12 Mio. €	21 Mio. €
Produzentenrente	-27 Mio. €	-40 Mio. €
Engpassrente	-14 Mio. €	35 Mio. €
Redispatchkosten	19 Mio. €	119 Mio. €
<b>Gesamt</b>	<b>-10 Mio. €</b>	<b>136 Mio. €</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

### Szenario: «Stromabkommen»

Mit einem Stromabkommen nimmt die Schweiz gleichberechtigt an den Verfahren zur Kapazitätsberechnung und Kapazitätsallokation in den Kapazitätsberechnungsregionen teil. Dies hat die Teilnahme der Schweiz am FBMC und die Umsetzung der 70 %-Regel zur Folge. Innerhalb des FBMC werden keine NTCs als Übertragungskapazitäten definiert. Stattdessen wird der Handel mit der Schweiz auf Grundlage der definierten CNECs, der RAM und der Preisdifferenzen zwischen den Ländern optimiert.

Die von der Schweiz definierten CNECs begrenzen dabei auch das Ausmass der FBMC-Flüsse aus der Schweiz und haben so einen direkten Einfluss auf Transite. Im modellierten Szenario reduzieren sich die Transite durch die Schweiz daher auf 21 TWh. Gleichzeitig erhält die Schweiz für diese Transite im vollen Umfang Engpassrenten.

Durch den FBMC-Handel ergibt sich in der Marktsimulation für dieses Szenario ein durchschnittlicher Strompreis in der Schweiz von 41,4 €/MWh.

Das FBMC begrenzt nicht nur die Transite durch die Schweiz, sondern optimiert die Auslastung der Netzelemente durch den Stromhandel in der gesamten Region dynamisch. Hierdurch ergibt sich im Szenario «Stromabkommen» ein vergleichsweise geringer Redispatchbedarf. So beläuft sich das Redispatchvolumen auf 30 TWh und ist mit Kosten in Höhe von 259 Mio. € verbunden. Aufgrund des angenommenen Polluter-Pays-Prinzips wird ein Teil dieser Kosten durch Regionen getragen, die nicht unmittelbarer Anrainer der Schweiz sind.

Im Vergleich zu allen anderen Szenarien weist das Szenario «Stromabkommen» die höchste Wohlfahrt für die Schweiz auf. Wird das Szenario «Status Quo» als Referenz genommen, steigt die Wohlfahrt in der Schweiz um 150 Mio. €/a. Die Haupteffekte sind hierbei:

- Gestiegene Konsumentenrente (+92 Mio. €) und Engpassrente (+68 Mio. €):

- Getrieben wird die Entwicklung der Engpassrente auch durch ein anderes Allokationsprinzip für Engpassrenten. Im FBMC werden Engpassrenten nach einem anderen Prinzip verteilt. Damit erhält die Schweiz nun Engpassrenten für FBMC-Flüsse durch die Schweiz, die bisher nicht voll vergütet wurden. Eine Vergütung dieser Transite gibt es zwar heute bereits im Rahmen des ITC-Mechanismus, die Zahlungen sind aber begrenzt und belaufen sich für die Schweiz auf circa 20 Mio. €/a.<sup>25</sup> Die neue Allokationsregel erhöht die Engpassrente in der Schweiz um 68 Mio. € gegenüber dem «Status Quo».
- Der gesunkene Grosshandelspreis erhöht die Konsumentenrente.
- Gesunkene Produzentenrente (124 Mio. €). Getrieben wird die Produzentenrente durch den Preiseffekt. Der Nettoeffekt der gesunkenen Grosshandelspreise auf Konsumenten- und Produzentenrente beläuft sich auf –32 Mio. €.
- Geringere Redispatchkosten von +114 Mio. € im S3 verglichen mit SQ. Durch die koordinierte Kapazitätsvergabe im Rahmen des FBMC fallen in der Schweiz weniger Engpässe an. Dieser Effekt wirkt sich mit 114 Mio. € positiv auf die Wohlfahrt der Schweiz aus.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

**Tabelle 7** Szenario «Stromabkommen» – Veränderung der jährlichen Wohlfahrt in der Schweiz gegenüber dem Referenzszenario «Status Quo»

Effekt	Wert
Konsumentenrente	92 Mio. €
Produzentenrente	-124 Mio. €
Engpassrente	68 Mio. €
Redispatchkosten	114 Mio. €
<b>Gesamt</b>	<b>150 Mio. €</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

### Überblick der Wohlfahrtseffekte

Insgesamt zeigen die Markt- und Netzsimulationen, dass sich eine stärkere Kooperation deutlich positiv auf die Wohlfahrt der Schweiz auswirkt. Während ohne Kooperation mit starken Wohlfahrtseinbussen zu rechnen ist, kann die technische Kooperation mit der CCR ITN/CORE die negativen Wohlfahrtseffekte in der Schweiz bereits deutlich mildern. Die positiven Effekte durch Abschluss von Verträgen mit der CCR ITN und CCR CORE ergeben sich vor allem aus dem Handel, der über die Schweiz ermöglicht wird. So fallen durch Transite durch die Schweiz Engpassrenten an, die insgesamt die Wohlfahrt erhöhen. Bis zu einem gewissen Grad scheinen Transite für die Schweizer Wohlfahrt daher eine positive Wirkung zu haben.

Weiter zeigen die Analysen, dass eine Reduktion der Handelskapazitäten der Schweiz zu einer schlechteren Versorgung in Italien führt. Infolgedessen erhöht sich der FBMC-Handel mit Italien, was zu Transiten aus dem FBMC-Handel durch

<sup>25</sup> ACER (2019): ITC Monitoring Report 2019

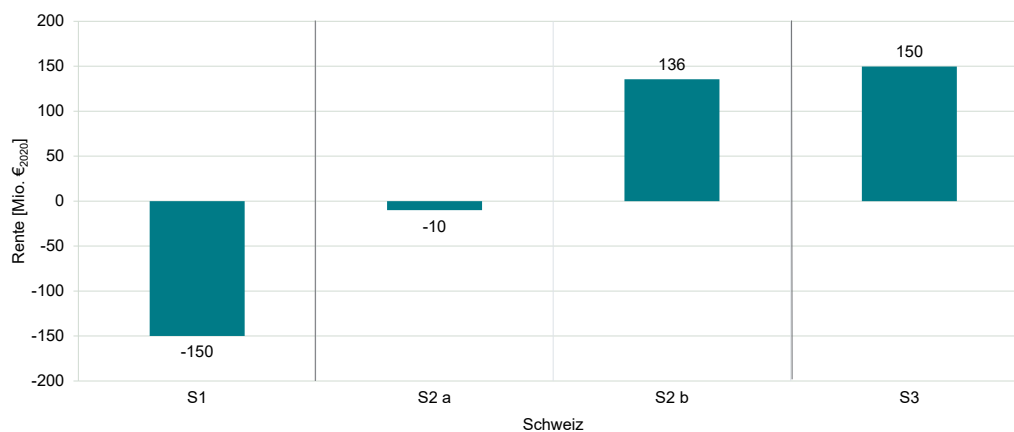


die Schweiz führt. Für diese erhält die Schweiz ohne Teilnahme am FBMC keine Vergütung.

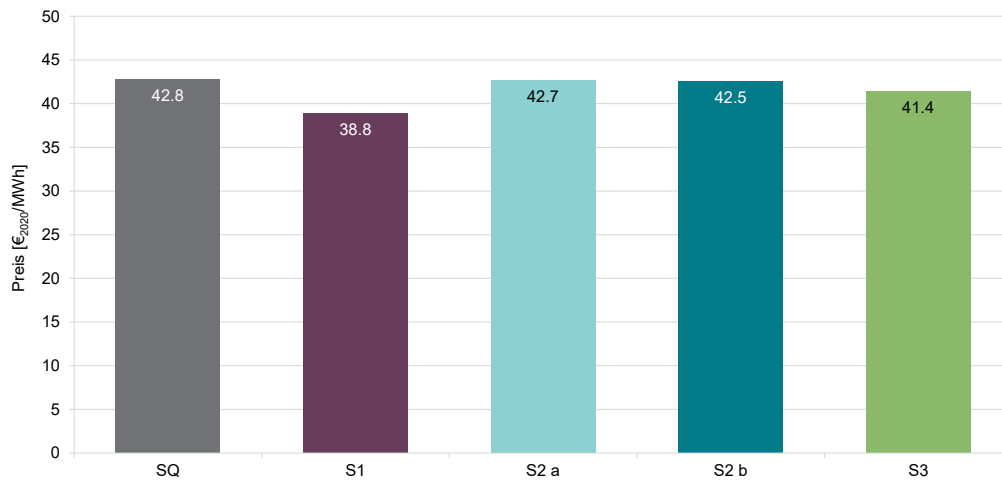
Neben dem Grad der Kooperation der Schweiz mit den umliegenden Ländern zeigt insbesondere der Vergleich der Varianten a und b einen weiteren Treiber für eine höhere Wohlfahrt in der Schweiz. So fallen die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz höher aus, wenn der FBMC-Handel – wie in den Varianten b – eingeschränkt wird. Hierdurch erhöht sich die Preisdifferenz zwischen Deutschland, Frankreich und Italien, was den Handel über die Schweiz wertvoller macht. Gleichzeitig reduzieren sich auch die Transporte aus dem FBMC, was sinkende Redispatchkosten zur Folge hat.

Dies zeigt, dass der Abschluss eines Vertrags zur technischen Kooperation mit beiden benachbarten Kapazitätsregionen (ITN und CORE) von der Schweiz anzustreben ist. Erst diese Verträge erlauben die Anrechnung von Kapazitätsreservierungen für die Schweizer NTC zur 70 %-Regel und ermöglichen es, dem FBMC eine geringere Kapazität bereitzustellen.

**Abbildung 7 Wohlfahrtseffekte aus Markt- und Netzanalysen für die Schweiz im Vergleich zum Szenario «Status Quo»**



Quelle: Frontier Economics, TU Graz

**Abbildung 8 Strompreisniveau in der Schweiz**

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Das Preisniveau kann in S1 abhängig von den hydrologischen Bedingungen stark variieren.

## 4.2 Ergebnisse der Generation Adequacy-Analyse

In der Generation-Adequacy-Analyse untersucht die Swissgrid mögliche Versorgungssicherheitsprobleme aufgrund unzureichender Handels- oder Kraftwerkskapazitäten. Die verwendete Methode der Swissgrid basiert dabei auf der Methode des Midterm Adequacy Forecast (MAF) der ENTSO-E und wurde auch im Rahmen von System-Adequacy-Analysen der ECom angewendet.<sup>26</sup> Für die Generation-Adequacy-Analyse wird eine Monte-Carlo-Simulation der Klimajahre 1982 bis 2016 sowie verschiedener Kraftwerksausfallkombinationen durchgeführt. Für jede Kombination wird der europäische Strommarkt simuliert und analysiert, inwieweit der Verbrauch gedeckt werden kann. Die Marktsimulation berücksichtigt dabei Spezifika des Schweizer Strommarkts 2025. Hierzu gehören die geplante Strategische Reserve sowie der Einsatz der Schweizer Wasserkraft für Redispatchmassnahmen. Dabei wurde die Strategische Reserve als Energiereserve modelliert und anteilig auf die Jahresspeicher der Schweiz verteilt. Eine Reservierung der Leistung im Rahmen der Strategischen Reserve erfolgt dabei nicht. Die Strategische Reserve steht dem Markt zur Verfügung, bevor es zu Versorgungssicherheitsproblemen kommt.

Ergebnis der Generation-Adequacy-Analyse sind Indikatoren zur Versorgungssicherheit wie:

- **Energy Not Served (ENS)** – Sie entspricht der Summe der Last, die in einem Jahr nicht bedient werden kann.
- **Loss of Load Expectation (LOLE)** – Sie gibt die Anzahl Stunden pro Jahr an, in denen ENS auftritt. Die LOLE ist jedoch keine direkte Optimierungsgrösse des Modells.<sup>27</sup>

<sup>26</sup> Siehe: ECom (2020), ECom System Adequacy 2030 – Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030

<sup>27</sup> Welches Niveau von ENS und LOLE als kritisch angesehen wird, variiert je nach ÜNB und nationaler Regulierungsbehörde. Der MAF 2020 gibt im Anhang 2 einen Überblick über verschiedene nationale

- **Loss of Load Probability (LOLP)** – Die Wahrscheinlichkeit, dass in einer beliebigen Stunde des Jahrs ENS auftritt.

Für die Generation-Adequacy-Analyse werden die relevanten Kooperations-szenarien jeweils einem vordefinierten Stressszenario ausgesetzt. Das Stressszenario wird in Anlehnung an das Stressszenario 1 in der Versorgungssicherheits-Analyse für die ECom definiert.<sup>28</sup> Konkret werden folgende Annahmen für die Versorgungssicherheitsanalyse gemacht:

- **Abschaltung KKW Beznau:** Beide Kraftwerkblöcke des Kernkraftwerks Beznau sind ausser Betrieb. Dies nimmt die zu einem späteren Zeitpunkt geplante Abschaltung voraus, beziehungsweise garantiert die Berücksichtigung einer grösseren Nicht-Verfügbarkeit Schweizer Kernenergie in den Versorgungssicherheitsanalysen.<sup>29</sup>
- **Reduktion der NTC zur CORE-Region:** Im Verbund mit der Abschaltung von Beznau ändern sich die Flüsse innerhalb der Schweiz, sodass die Importkapazität aus den CORE-Ländern um 100 MW pro Grenze reduziert werden muss. Im Sinn einer konservativen Betrachtung wird zusätzlich die Transmission Reliability Margin (TRM) berücksichtigt. Dies führt zu einer weiteren Reduktion der NTC-Werte von 500 MW für die Nordgrenze und 250 MW für die Grenze zu Italien (siehe Abschnitt A.4, Szenario «Keine Kooperation»)
- **Niedrigere Verfügbarkeit französischer KKW:** Das Stressszenario unterstellt, dass ein Drittel der französischen Kernkraftwerke im Winter nicht verfügbar ist. Diese Annahme reflektiert die schwankende Verfügbarkeit und das zunehmende Alter französischer Kernkraftwerke. So zeigten die Winter 2016/2017 und 2020/2021, dass mit einer reduzierten Verfügbarkeit der Kernkraftwerke zu rechnen ist.

Dieses Stressszenario wird im Rahmen der Monte-Carlo Berechnungen mit unterschiedlichen Klimasituationen sowie zusätzlichen Ausserbetriebnahmen kombiniert.

Die Kooperations-szenarien werden in der Reihenfolge der erwarteten Versorgungssicherheitsprobleme untersucht. Als kritischstes Szenario ist, aufgrund der niedrigen Übertragungskapazitäten, das Szenario «Keine Kooperation» identifiziert worden, gefolgt vom Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» und «Stromabkommen».

---

Versorgungssicherheitsstandards. Hier zeigt sich, dass eine durchschnittliche LOLE von 3 Stunden von vielen Ländern bereits als kritisch angesehen wird. Belgien definiert weiter auch eine P95-LOLE von mehr als 20 Stunden als kritisch. Eine durchschnittliche LOLE von weniger als 3 Stunden wird dagegen im Allgemeinen als ausreichend betrachtet. Kritische Versorgungssicherheitsindikatoren können in der Europäischen Union auf ein Marktversagen hinweisen und die Implementierung eines Kapazitätsmarkts rechtfertigen. Siehe: Mid-term Adequacy Forecast 2020, Appendix 2 – Methodology, S. 14.

<sup>28</sup> Siehe: Elcom (2020), ECom System Adequacy 2030 - Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030, S. 6

<sup>29</sup> So fehlten im Winter 2016/17 durch längere Ausfälle der Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau I circa 18 % der Schweizer Stromproduktion, Siehe: Elcom (2017), ECom System Adequacy 2020 – Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2020, S. 4

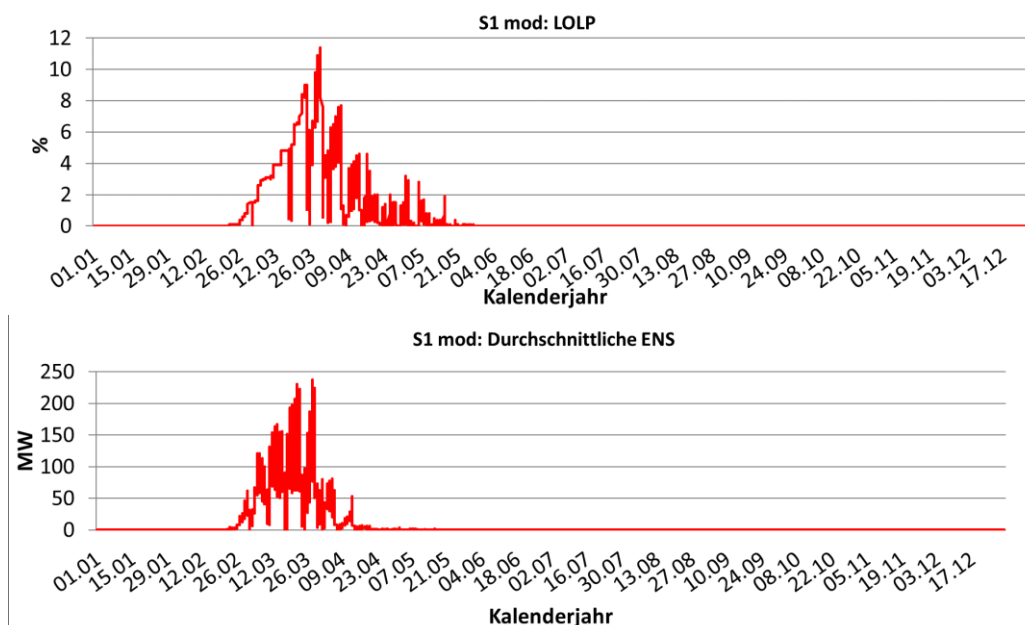
## Szenario: «Keine Kooperation»

Die Ergebnisse für das Stressszenario zeigen, dass in einem Szenario «Keine Kooperation» in Kombination mit weiteren Ausfällen Versorgungssicherheitsprobleme auftreten können.

Die niedrigen Importkapazitäten führen in Verbindung mit der Energieknappheit im Winter zu einem schnellen Absinken der Speicherfüllstände. Im Durchschnitt kommt es daher ab der 6. Kalenderwoche zum Einsatz der Strategischen Reserve, um die Last zu decken. Die kritischsten Versorgungssicherheitssituationen sind dabei Ende März zu erwarten, wenn die Jahresspeicher leer sind, aber die Schneeschmelze noch nicht eingesetzt hat. Konkret tritt die höchste LOLP am 29. März auf und beträgt für dieses Szenario 11,4 %. Kommt es in diesem Zeitraum zu weiteren Kraftwerksausfällen, treten drastische ENS-Ereignisse auf.

Über alle Fälle hinweg ist im Stresstest für das Szenario «Keine Kooperation» mit 47 Stunden zu rechnen, in denen die Last nicht gedeckt werden kann. Dies ist mit einer durchschnittlichen ENS von 66 GWh/a verbunden. Der P95-Fall<sup>30</sup> verdeutlicht dabei, dass es durchaus zu extremeren Ausfällen kommen kann, in denen in 500 Stunden mit Versorgungsunterbrechungen und mit einem Ausfall von mehr als 696 GWh/a zu rechnen ist.

**Abbildung 9 LOLP und ENS im Szenario «Keine Kooperation»**



Quelle: Swissgrid

<sup>30</sup> Der P95-Fall beschreibt das 95% Perzentil und damit jenen Fall bei dem die ENS in 95% der Situationen geringer ist und die ENS in 5% der Situationen grösser ist als der P95 Wert. Damit wird ein kritischer Ausfall beschrieben ohne dass dieser den möglichen Worst Case darstellt.

**Tabelle 8 Szenario «Keine Kooperation» – Ergebnisse der Generation Adequacy-Analyse**

	Median	Durchschnitt	P95-Fall	Max
ENS	0 GWh	66 GWh	696 GWh	1650 GWh
LOLE	0 h	47 h	500 h	-

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Berechnungen von Swissgrid

### Szenario: Technische Kooperation ITN/CORE und Stromabkommen

Für das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» werden im Stressszenario keine Generation-Adequacy-Probleme festgestellt.

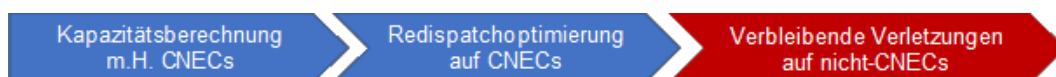
Dies gilt auch für ein Szenario «Stromabkommen», selbst wenn es dort keine festen NTCs gibt. Das FBMC erhöht die Übertragungskapazität in Regionen, die einen hohen Preis aufweisen. Damit ist in kritischen Versorgungssituationen durch das FBMC sogar mit einer höheren Übertragungskapazität zu rechnen.

## 4.3 Wirkung der Stromzusammenarbeit auf weitere operative Netzbetriebsicherheit

Mit der Einführung des CNEC-Auswahlkonzepts in der Berechnungsmethode werden nur die austauschempfindlichen Elemente in der Kapazitätsberechnung und Redispatchberechnung optimiert. Diese Elemente können als „(n-1) sicher“ betrachtet werden. Diejenigen Elemente, welche eine zu geringe Sensitivität auf internationalen Stromaustausch haben, werden bei dieser Optimierung nicht berücksichtigt. Sie können daher auch nach Anwendung des Redispatch überlastet sein. Dies betrifft in der Regel insbesondere Elemente der 220kV-Ebene, welche eine geringe thermische Kapazität bzw. einen verhältnismässig hohen Stromwiderstand haben.

Zusätzlich sind bei der Redispatchoptimierung verschiedene Freiheitsgrade für den Optimierer gegeben worden: so konnten die verfügbaren Transformatoren – welche meistens keine CNECs sind – bis in die Überlast gestuft werden, um so den Redispatchbedarf auf CNECs zu verringern. Der hierbei verbleibende Redispatch muss im Kontext der Methode dieses Papiers im Anschluss an die Berechnung entweder «national» gelöst werden (keine internationale Redispatchoptimierung) oder mit topologischen Massnahmen, die den internationalen Redispatchbedarf weiter erhöhen würden, da es die CNEC Belastung wieder über ihre Grenze bringen würde. Dies führt zu einer weiteren Kostenverschiebung innerhalb der Schweiz. Es führt auch zu zusätzlichen betrieblichen Risiken: es müssen zusätzliche N-1-Verletzungen mit weiterem Abruf von Redispatch gelöst werden, wobei die Verfügbarkeit der Redispatchleistung sichergestellt werden muss, aber nicht automatisch gegeben ist.

**Abbildung 10 Schematische Darstellung zu nicht berücksichtigten CNECs in den Markt- und Netzsimulationen**



Quelle: Swissgrid

In der folgenden Tabelle ist eine Auswertung der N-1-Verletzungen auf den verbleibenden nicht-CNECs **nach Anwendung** der Redispatchoptimierung, das zugehörige NTC-Niveau sowie der jeweils vorher angewendete Redispatch in der Schweiz, um die CNECs zu entlasten, dargestellt:

**Tabelle 9 Ergebnisse der N-1-Analyse der nicht-CNECs in der Schweiz**

Szenario	Anzahl Elemente mit (n-1) > 100%	Stunden, mit mind. 1 Element mit (n-1) > 100%	Max (n-1) [%]	NTC-Niveau	Redispatch pos/neg CH [GWh]	Max. Redispatch pos/neg CH [GW]
SQ	48	7'694	159	Hoch, siehe Anhang A.4	1'243 / 255	2,3 / 2,5
S1	31	6'882	211	Sehr niedrig, siehe Anhang A.4	4'168 / 167	3,3 / 1,8
S2	35	7'057	174	Niedrig, s. siehe Anhang A.4	4'111 / 374	3,1 / 1,9
S3	30	7'383	146	Normal*, siehe Anhang A.4	2'679 / 58	2,9 / 1,6

Quelle: *Swissgrid*

Hinweis: Das NTC-Niveau im Szenario 3 wird als «normales», bzw. den dann den internationalen Methoden genügendes NTC-Niveau, bezeichnet

Es lassen sich in Bezug auf die nach Anwendung des Redispatch verbleibenden N-1-Verletzungen bzw. die operative Betriebssicherheit entsprechend den Szenarioannahmen folgende Schlüsse ziehen:

- In allen Szenarien können mit der gewählten Methode die N-1-Verletzungen nicht ausschliesslich mit der internationalen Redispatchoptimierung gelöst werden,
- Auf Grund des hohen Freiheitsgrades des Optimierers sind die nach Redispatch verbleibenden N-1-Verletzungen tendenziell unterschätzt,
- Die höchste verbleibende N-1-Verletzung entsteht im Szenario 1 und senkt sich deutlich in den Kooperationsszenarien 2 und 3,
- Die Anzahl der Stunden, in denen N-1-Verletzungen nach Redispatchoptimierung verbleiben, ist über alle Szenarien in etwa gleich. Jedoch ist im Szenario 1 an den Schweizer Grenzen, entsprechend den Szenarioannahmen, kaum NTC verfügbar, welcher in kritischen Situationen angepasst werden könnte, um zusätzliche Betriebssicherheit zu gewährleisten. Dies ist wegen des höheren „Grund-NTC“ in den Szenarien 2 und 3 möglich.
- Trotz verbleibenden N-1-Verletzungen in ähnlicher Frequenz wie in Szenario 1 und 2 sinkt die benötigte Redispatchmenge in der bereits durchgeführten Redispatchoptimierung in Szenario 3 stark. Dies wiederum senkt das Risiko für lokale Nichtverfügbarkeiten von Redispatch.

## 4.4 Wirkung der Stromzusammenarbeit auf weitere Marktsegmente

Auf Basis von Gesprächen mit Expertinnen und Experten der Branche werden die weiteren von einer Stromzusammenarbeit betroffenen Marktsegmente qualitativ bewertet. Diese werden wenn möglich durch quantitative Analysen ergänzt.

### Regelenergiemärkte

Eine Teilnahme der Schweiz an den Regelenergieplattformen ist grundsätzlich in den Szenarien „Keine Kooperation“ (S1) und «Technische Kooperation» (S2) denkbar und im Szenario «Stromabkommen» (S3) sogar Pflicht. Da in Szenario S1 von wenig Kooperationsbereitschaft seitens der EU-Partner ausgegangen wird, wird bei diesem Szenario von keiner Teilnahme ausgegangen.

Die Gespräche mit Expertinnen und Experten hierzu zeigen, dass die Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz die Regelenergiemärkte neben dem Day-Ahead-Grosshandelsmarkt derzeit als wichtigstes Marktsegment im Hinblick auf die Wirkung einer Kooperation betrachten. Das finanzielle Volumen der derzeit abgerufenen Regelenergie in der Schweiz beträgt schätzungsweise 33 Mio. CHF<sup>31</sup> pro Jahr. Eine Kooperation im Bereich der Regelenergie eröffnet Schweizer Kraftwerksbetreibern aufgrund des flexiblen Schweizer Kraftwerks-parks zusätzliche Nachfrage- und Absatzpotenziale. Die Regelenergiekooperationen werden daher weitestgehend als positiv wahrgenommen.

Wird der Schweiz der Zugang zu den Regelenergiekooperationen verwehrt, könnte die Schweiz in den Szenarien «Technische Kooperation» bilateralen Lösungen mit einigen Nachbarländern anstreben.

### Intraday-Märkte

Im Bereich der Intraday-Märkte ist von einer Teilnahme der Schweiz an XBID nur im Szenario «Stromabkommen» auszugehen. Der Zugang zu einem impliziten Intradaymarkt wie XBID macht den kurzfristigen Handel effizienter und bietet Marktteilnehmern die Möglichkeit, sich kurzfristig über den Markt auszugleichen. Hierdurch kann die volatile Nachfrage beziehungsweise Erzeugung kostengünstiger in den Markt integriert werden. Anbietern von Flexibilität bietet der Intraday-Markt somit eine weitere Einnahmequelle, dessen Umfang mit dem Volumen und der Liquidität des Markts steigt.

Die Möglichkeit zur Teilnahme an XBID wird von Expertinnen und Experten daher als positiv für die Schweiz wahrgenommen und wäre als weiterer positiver Effekt eines Stromabkommens zu berücksichtigen.

### Kapazitätsmarkt

Der zurzeit bestehende Zugang zum italienischen Kapazitätsmarkt in Form einer reinen Finanzoption könnte im Szenario «Keine Kooperation» gefährdet sein. In

---

<sup>31</sup> Summe aus positivem und negativem Abruf der SRE und TRE, siehe: Swissgrid, Energieübersicht 2019: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/balance.html>

allen anderen Szenarien ist davon auszugehen, dass der Zugang für Schweizer Unternehmen weiterhin möglich ist.

### Herkunftsnachweise

Eine Anerkennung Schweizer HKN durch die EU-Mitgliedsstaaten ist nur bei Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung mit der EU möglich. Daher kann nur in Szenario 3 «Stromabkommen» von einer Gleichstellung Schweizer HKN und EU HKN ausgegangen werden.

Der Wert einer Anerkennung von Schweizer HKN kann anhand der in der Vergangenheit in die EU verkauften HKN verdeutlicht werden. So wurden 2019 circa 2,25 TWh an EU-Länder verkauft.<sup>32</sup> Hierbei kann von einem durchschnittlichen Preis von circa 2 €/MWh ausgegangen werden.<sup>33</sup> Somit ergibt sich ein approximativer Wert der an die EU-Länder verkauften Schweizer HKN von 4,5 Mio. €/a.

---

<sup>32</sup> Basierend auf <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>

<sup>33</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15\\_cc\\_30-2019\\_marktanalyse\\_oekostrom\\_ii.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oekostrom_ii.pdf)



## 5 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse für die Schweiz eingeordnet. Da das Szenario «Status Quo» keine relevante Handlungsoption darstellt, fokussieren die folgenden Darstellungen auf die drei verbleibenden Szenarien.

### 5.1 Einordnung der Szenarien aus Sicht der Schweiz

#### Szenario «Keine Kooperation»

Das Szenario «Keine Kooperation» gilt es aufgrund der Vielzahl damit einhergehender disruptiver Änderungen dringlichst zu vermeiden. Hervorzuheben sind hierbei insbesondere die negativen Folgen einer fehlenden Kooperation auf die Versorgungssicherheit, die sich sowohl in der Generation Adequacy als auch in der operativen Netzbetriebssicherheit äussert:

- **Generation Adequacy:** Niedrige Importkapazitäten können in Verbindung mit einer Energieknappheit im Winter die Versorgungssicherheit der Schweiz gefährden. Im Hinblick auf die künftige Ausserbetriebnahme Schweizer Kernkraftwerke und die steigende Stromnachfrage zur weitergehenden Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme erscheint dies als reelle und steigende Gefahr.
- **Operative Netzbetriebssicherheit:** Die operative Netzbetriebssicherheit beschreibt die Fähigkeit des ÜNB, Strom- und Spannungsgrenzwerte auf Leitungen einzuhalten. In einem Szenario ohne Kooperation sieht die Swissgrid diese als gefährdet an, da der steigende FBMC-Handel auch zu Flüssen durch die Schweiz führt. Ohne weitere Kooperation zur Begrenzung der Wirkung des Handels auf die Schweiz und Flexibilität durch höhere NTC ist daher die Netzbetriebssicherheit gefährdet.

Neben der Versorgungssicherheit sprechen aber auch die monetären Auswirkungen einer fehlenden Kooperation dafür, ein solches Szenario möglichst zu vermeiden. So weist das Szenario von allen untersuchten Szenarien die niedrigste Wohlfahrt auf. Verglichen mit den Szenarien S2 und S3 fällt die Wohlfahrt ohne Kooperation um 280 bis 300 Mio. € pro Jahr niedriger aus. Nicht enthalten in dieser Zahl sind die Effekte aus weiteren Teilmärkten des Strommarkts. Der fehlende Zugang zu einem gemeinsamen Intradaymarkt und Regelenenergiemarkt, der Ausschluss von Kapazitätsmärkten sowie die Nicht-Anerkennung Schweizer HKN haben weitere monetäre Nachteile für die Schweiz zur Folge, die in den genannten Wohlfahrtseffekten nicht enthalten sind. Ebenfalls nicht inkludiert sind sonstige Effekte, die sich insbesondere im Szenario S3 aus der Übernahme von EU-Recht ergeben, aber nicht Gegenstand der Studie sind.

#### Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE»

Das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» bietet durch den Abschluss eines Vertrags mit der CCR CORE sowie Norditalien, entsprechend den Szenarioannahmen, Vorteile für die Schweiz. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit sind folgende weitere Vorteile zu nennen:

- **Generation Adequacy:** Die Generation Adequacy in der Schweiz ist in diesem Szenario auch in kritischen Situationen, wie im Stressszenario, gesichert. Die Zusicherung von höheren Übertragungskapazitäten mit Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien bietet ein höheres Niveau an Versorgungssicherheit.
- **Operative Netzbetriebssicherheit:** Entsprechend den Szenarioannahmen begrenzt der Vertrag mit der CCR ITN und CCR CORE das Ausmass der FBMC-Transite durch die Schweiz, die aus dem Handel zwischen Frankreich und Italien, sowie zwischen der CWE-Region und Frankreich entstehen. Die Einhaltung der Strombegrenzung wird hierdurch in Teilen der Schweiz vereinfacht.

Weiter haben die Verträge mit der CCR ITN und der CCR CORE monetäre Vorteile für die Schweiz, welche insbesondere über Engpassrenten realisiert werden. Die genauen monetären Effekte hängen jedoch stark davon ab, ob die Nachbarländer der Schweiz den FBMC-Handel zugunsten der NTC mit der Schweiz einschränken, oder ob zusätzlich Kapazität für den FBMC-Handel durch Engpassmanagement bereitgestellt wird. Je stärker der FBMC-Handel eingeschränkt wird, desto lukrativer wird der Handel über die Schweiz.

Explizit nicht Bestandteil der im Szenario S2 unterstellten Verträge ist die Zusammenarbeit auf weiteren Teilmärkten. Ein Zugang zum XBID Intradaymarkt sowie die Anerkennung der HKN ist unwahrscheinlich. Eine bilaterale Regelenergiekooperation mit den Nachbarländern, respektive die Teilnahme an Regelenergieplattformen, sowie die Teilnahme am italienischen Kapazitätsmarkt ist jedoch nicht ausgeschlossen. Kooperationen zu weiteren Teilmärkten wären damit zu einem gewissen Grad möglich, unterschiedliche Regulierungsvorgaben erhöhen jedoch die Komplexität des Marktzugangs für Schweizer Unternehmen.

### Szenario «Stromabkommen»

Das Szenario «Stromabkommen» beschreibt die engste Form der Kooperation auf dem Strommarkt zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. Gegenüber den anderen Kooperationsszenarien bietet ein Stromabkommen zusätzliche Versorgungssicherheit und monetäre Vorteile für die Schweiz.

Die zusätzlichen positiven Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ergeben sich aus zwei Effekten:

- **Generation Adequacy:** Die Teilnahme am FBMC sichert die Generation Adequacy in der Schweiz weiter ab. Durch die dynamische Allokation von Übertragungskapazitäten ist zu erwarten, dass das FBMC genau in kritischen Versorgungssicherheitssituationen mehr Übertragungskapazität bereitstellen kann. Weiter gibt es im Rahmen des Single-Day-Ahead-Market-Coupling (SDMC) klare Regeln für den Fall, dass Versorgungssicherheitsprobleme in mehreren Regionen gleichzeitig auftreten.
- **Operative Netzbetriebssicherheit:** Durch die Teilnahme der Schweiz am FBMC gibt es keine unkoordinierten Transite mehr aus dem Handel der anderen FBMC-Regionen. Stattdessen werden die FBMC-Flüsse unter Berücksichtigung der CNECs in der Schweiz optimiert.

Die positiven finanziellen Auswirkungen eines Stromabkommens ergeben sich zum einen aus dem Allokationsmechanismus für Engpassrenten im FBMC, welcher die ehemaligen FBMC-Transite durch die Schweiz nun vergütet. Gleichzeitig ergeben sich für die Schweiz geringere Redispatchkosten durch eine dynamische Berücksichtigung der Netzengpässe. Gegenüber dem Szenario «Keine Kooperation» wird der Wohlfahrtseffekt für die Schweiz auf 300 Mio. € jedes Jahr geschätzt.

Weitere erhebliche Vorteile für die Schweiz und auch für die Nachbarländer dürften sich aus der Harmonisierung der Marktregeln für den Intradaymarkt und Regelenergiemarkt ergeben. Der Marktzugang für Schweizer Unternehmen wird hierdurch erheblich vereinfacht und eröffnet damit weitere Absatzmöglichkeiten.

Darüberhinausgehende Analysen – wie beispielsweise die Wohlfahrtseffekte einer verschärften Entflechtung auf VNB- und ÜNB-Ebene entsprechend den Vorgaben des EU-Rechts – werden nicht durchgeführt. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben allfällige Solidaritätsverpflichtungen im Rahmen der EU-weiten Stromzusammenarbeit (Prinzip der Energie-Solidarität gemäss Lissabon-Vertrag; Umsetzung im Rahmen der EU Risikovorsorge-Verordnung Strom); so können z. B. Nachteile für einzelne Regionen im Rahmen einer EU-weiten Güterabwägung entstehen. Ferner blieben auch allfällige Effekte auf die langfristigen Lieferverträge mit Frankreich und durch die Übernahme des Europäischen Beihilferechts unberücksichtigt.

### Übersicht der Einordnung aus Schweizer Perspektive

Die Einordnung der Kooperationsszenarien aus Schweizer Perspektive ist in Abbildung 11 zusammengefasst und illustriert die Kernaussagen zur Schweiz:

- «Keine Kooperation» ist aus Gründen der Versorgungssicherheit zu vermeiden.
- Das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» bietet demgegenüber Vorteile im Bereich der Versorgungssicherheit und weist eine höhere Wohlfahrt aus. Das Szenario wird daher als akzeptables Kooperationsszenario betrachtet.
- Ein «Stromabkommen» ermöglicht der Schweiz eine gleichberechtigte Teilnahme an allen netzsicherheitsrelevanten Prozessen und am EU-Strombinnenmarkt. Für die Schweiz ergeben sich gegenüber einer vertraglichen Lösung mit den benachbarten CCRs mehrere Vorteile. Hierzu gehören das Vermeiden zusätzlicher Schnittstellen sowie die Risiken aus den erforderlichen regulatorischen Genehmigungen. Zudem erhöht ein Stromabkommen die Wohlfahrtseffekte der Schweiz aus dem Stromsektor nochmals. Weiter wird Schweizer Unternehmen der Zugang zu weiteren Teilmärkten ermöglicht und vereinfacht. Das Szenario wird daher als akzeptables Kooperationsszenario betrachtet.

Abbildung 11 Einordnung der Kooperationsszenarien für die Schweiz

		S1	S2 (a/b)	S3
Quantitativ	Wohlfahrtseffekte	-150 Mio.€	-10 Mio.€   +136 Mio.€	+150 Mo.€
	Generation Adequacy 2025	Generation Adequacy in CH nicht gesichert	Generation Adequacy in CH gesichert	Generation Adequacy in CH gesichert
Qualitativ	Operative Netzbetriebs-sicherheit	FBMC Flüsse über die Schweiz werden nicht begrenzt	FBMC Flüsse zum Teil zwischen FR-IT und CWE-FR begrenzt. NTCs bieten mehr Flexibilität bei der Behebung von Engpässen.	Bessere Abstimmung und Reduktion der Schnittstellen
	Weitere Märkte (HKN und ID)	Keine ID Kooperation und Anerkennung HKN	Keine ID Kooperation und Anerkennung HKN	Gleichberechtigte Teilnahme am ID Markt und HKN Anerkennung
	Weitere Märkte (Regelenergie)	RE-Kooperation unwahrscheinlich	Kooperation in bestimmten RE-Märkten mit bestimmten Nachbarländern abhängig von separaten Verhandlungen und Verträgen.	Gleichberechtigte Teilnahme am RE Markt
	Komplexität – Marktzugang für Unternehmen	Fehlende Kooperation schränkt Marktzugang stark ein	Kooperation ermöglicht Marktzugang. Unterschiedliche Regulierungen erhöhen aber Komplexität.	Markt-prozesse für Unternehmen vereinfacht (SDMC, xBID ...)
	Komplexität – Möglichkeit der Zielerreichung	Default Handlungs-option ohne weiteres zutun erreichbar	Vertrag zwischen ITN CCR ÜNB und Swissgrid (+ Zustimmung der Regulatoren) erforderlich. Vertrag zwischen Swissgrid und allen CORE ÜNB + Regulatoren erforderlich	Vermutlich Rahmen abkommen erforderlich

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

Hinweis: ID = Intradaymarkt

## 5.2 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

### Fehlende Kooperation ist mit Versorgungssicherheitsproblemen und negativen Wohlfahrtseffekten verbunden

Die Analysen haben gezeigt, dass ohne eine Weiterentwicklung der bestehenden Kooperation mit der EU der Schweiz das Worst-Case-Szenario S1 «Keine Kooperation» droht. Dieses Szenario gilt es aus Schweizer Perspektive gleich aus mehreren Gründen zu vermeiden:

- Fehlende Kooperation kann die Generation Adequacy in Stresssituationen gefährden.
- Die operative Netzbetriebssicherheit würde sich ohne Vertrag oder Abkommen deutlich verschlechtern.

### Verträge mit der CCR ITN und CCR CORE kann die schlimmsten Auswirkungen einer fehlenden Kooperation verhindern

Viele der negativen Auswirkungen des Szenarios S1 «Keine Kooperation» sind vermeidbar, wenn Verträge mit der CCR ITN und CCR CORE abgeschlossen werden:

- Die im Szenario ohne Koordination zu erwartenden Generation-Adequacy-Probleme der Schweiz können mithilfe der Verträge vermieden werden. Grund hierfür ist die Zusicherung von höheren Importkapazitäten.
- Das Volumen der Transitflüsse aus dem FBMC-Handel zwischen Frankreich und Norditalien und zwischen der CWE Region und Frankreich, die ohne Koordination durch die Schweiz fließen würden, könnten eingedämmt werden.

### **Vertragliche Vereinbarungen sowohl mit CCR ITN und CCR CORE sind mit deutlichen positiven Wohlfahrtseffekten für die Schweiz verbunden**

Das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» zeigt, dass eine vertragliche Vereinbarung mit beiden Kapazitätsberechnungsregionen für die Schweiz mit signifikanten positiven Versorgungssicherheits- und Wohlfahrtseffekten verbunden ist. Die analysierten positiven Wohlfahrtseffekte für die Schweiz belaufen sich hierbei auf 150 bis 250 Mio. €/a gegenüber einer Welt ohne Kooperation (S1).

### **Ein Stromabkommen ist mit zahlreichen zusätzlichen Vorteilen für die Schweiz verbunden**

Eine weitere Intensivierung der Stromzusammenarbeit wird durch das Szenario S3 beschrieben. Das Stromabkommen dürfte die operative Netzbetriebssicherheit in der Schweiz erhöhen und damit einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Weiter ist zu erwarten, dass ein Stromabkommen für die Schweiz mit weiteren positiven Wohlfahrtseffekten verbunden ist. Diese resultieren aus:

- Vergütung aller Transitflüsse durch Teilnahme am FBMC,
- Wechsel von expliziter zu impliziter Kapazitätsallokation, und
- Kooperation auf Teilmärkten, die zusätzliche Einnahmen ermöglichen.

Darüberhinausgehende Analysen, wie beispielsweise die Wohlfahrtseffekte einer verschärften Entflechtung auf VNB- und ÜNB-Ebene – entsprechend den Vorgaben des EU-Rechts – werden nicht durchgeführt. Ebenfalls unberücksichtigt bleiben allfällige Solidaritätsverpflichtungen im Rahmen der EU-weiten Stromzusammenarbeit (Prinzip der Energie-Solidarität gemäss Lissabon-Vertrag; Umsetzung im Rahmen der EU Risikovorsorge-Verordnung Strom); so können z. B. Nachteile für einzelne Regionen im Rahmen einer EU-weiten Güterabwägung entstehen.

## ANHANG A METHODIK

Dieser Anhang legt weitere Details zur im Rahmen der Markt- und Netzanalysen angewandten Methodik dar.

### A.1 Verwendete Modelle

Für die Markt- und Netzanalysen kamen das europäische Strommarktmodell von Frontier Economics sowie das Netzmodell und ein Redispatch-Optimierungsmodell der TU Graz zum Einsatz. Alle drei Modelle werden nachfolgend kurz beschrieben.

#### Europäisches Strommarktmodell

Das von Frontier Economics verwendete Marktmodell minimiert die Kosten der Stromerzeugung in einem Jahr in allen betrachteten Regionen unter der Nebenbedingung, dass die Last in allen Regionen und in jeder Stunde gedeckt sein muss.

Die Kraftwerke werden hierbei kraftwerksscharf abgebildet. In der Kostenoptimierung werden neben den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten auch andere variable Betriebskosten, Startkosten und Mindestlastbedingungen berücksichtigt.

Das Modell differenziert zwischen verschiedenen Zonen, welche in unterschiedlichen Detaillierungsgraden abgebildet werden können. Die Regionen AT (Österreich), BE (Belgien), CH (die Schweiz), CZ (Tschechien), FR (Frankreich), DE (Deutschland), NL (Niederlande), IT (Italien; unterteilt in Norditalien ITN1 und alle anderen Gebotszonen ITXX), und PL (Polen) werden dabei kraftwerksscharf als mögliche FBMC-Länder implementiert (Abbildung 12 rot). Die Länder Dänemark, Slowenien, Slowakei, Ungarn und Rumänien werden ebenfalls kraftwerksscharf modelliert, allerdings wird hier für den grenzüberschreitenden Handel ein NTC-Regime unterstellt (Abbildung 12 dunkel). Die in Abbildung 12 hellblau dargestellten Länder werden dagegen mit einem exogenen Preisprofil dargestellt, zu dem die Kerngebiete importieren oder exportieren können.

#### Netzmodell

Das Netzmodell der TU Graz beschreibt das europäische Übertragungsnetz auf der 380 kV- und 220 kV-Ebene. Das Modell stammt ursprünglich aus dem Netzmodell des TYNDP 2014, wurde aber über die Zeit immer wieder erweitert und an neue verfügbare Informationen (u. a. veröffentlichte statische Netzmodelle) angepasst. Das Netz wird mit von der TU Graz entwickelten Skripten über Matlab bedient und berechnet die Lastflüsse als DC-Lastflussmodell.

Für die Analysen zum Jahr 2025 werden die erwarteten Netzentwicklungsprojekte entsprechend den nationalen Netzentwicklungsplänen von Deutschland, Italien, der Schweiz und Österreich in das Netzmodell integriert. Zudem werden Netzentwicklungsprojekte des TYNDP berücksichtigt. Hierbei wird allerdings ein konservativer Ansatz gewählt und es werden nur solche Projekte berücksichtigt, welche mit einer realistischen Chance bis 2025 realisiert werden können.

Die folgenden Projekte werden berücksichtigt:

- Wechselstromleitungen:
  - Reschenpass Interconnector Project,
  - CZ Southwest-East Corridor,
  - St. Peter (AT) – Pleinting (DE),
  - GerPol Power Bridge I,
  - St. Peter (AT) – Tauern (AT),
  - Isar/Altheim/Ottenhofen (DE) – St. Peter (AT),
  - Schweizer Projekte entsprechend den Angaben von Swissgrid,
  - Verschiedene Upgrades der Übertragungskapazität von Leitungen in Deutschland, Österreich und Norditalien.
- Gleichstromleitungen:
  - Allegro (BE–DE),
  - DC1 North-West-Link Germany,
  - DC2 (Ultranet),
  - Piemont–Savoy FR–IT,
  - DC5 and DC6 South-East-Link.

Das Netzmodell der Schweiz wurde von der Swissgrid geprüft und für gut befunden.

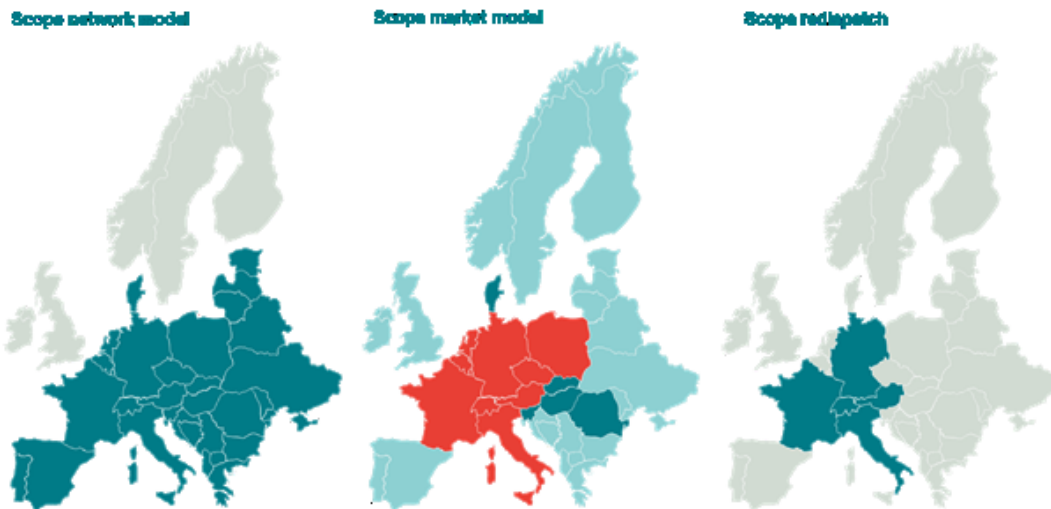
Die Einspeisung an den einzelnen Netzknoten wird auf Basis des stündlichen Kraftwerkseinsatzes aus dem Marktmodell von Frontier Economics abgeleitet. Die Kraftwerke werden hierbei dem nächstgelegenen Knoten zugeordnet. Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen werden proportional zum Erzeugungspotenzial eines Marktgebiets auf die Netzknoten aufgeteilt.

Die aggregierte Nachfrage in einem Marktgebiet wird für jede Stunde bestimmt und entsprechend der nodalen Last des TYNDP-Datensatzes der ENTSO-E proportional auf einzelne Netzknoten verteilt.

### Modell zur Optimierung der Redispatchkosten

Das Modell zur Optimierung der Redispatchkosten basiert auf dem Netzmodell, nimmt aber zusätzlich Parameter (verfügbare Kraftwerkskapazitäten und Kosten für den Redispatchabruf) aus der Marktsimulation auf. Das Tool wurde von der TU Graz entwickelt und fokussiert in diesem Projekt auf die Netzengpässe in Deutschland, Frankreich, Norditalien, Österreich und der Schweiz. Die Optimierung berücksichtigt neben den kraftwerksseitigen Massnahmen auch netzseitige Massnahmen (PST-Einstellungen, HGÜ-Arbeitspunkte).

Abbildung 12 Übersicht zur geografischen Abdeckung der eingesetzten Modelle



Quelle: Frontier Economics, TU Graz

## A.2 Parameter für die Berechnung der Übertragungskapazität

### Generation Shift Keys

Erzeugungsschlüssel, auch Generation Shift Keys (GSK) genannt, beschreiben, welchen Anteil ein Kraftwerk beziehungsweise ein Kraftwerkstyp an der Änderung der Handelsbilanz einer Gebotszone hat. Ein GSK ist dabei als Matrix aufgebaut, wobei eine Dimension die Gebotszone und die zweite Dimension das Kraftwerk bzw. den Kraftwerkstyp beschreibt.

Da ein GSK die Veränderung der Stromerzeugung bei einer Veränderung der Handelsbilanz einer Gebotszone beschreibt, werden nur solche Kraftwerkstypen im GSK berücksichtigt, die steuerbar sind. Aus diesem Grund werden Kraftwerke wie PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Laufwasserkraftwerke, Biomasse- und Biogaskraftwerke, Kraftwerke mit Wärmeauskopplung und Braunkohlekraftwerke nicht im GSK berücksichtigt. Für die meisten Gebotszonen – ausser Frankreich und Belgien – zeigen auch Kernkraftwerke nur geringe Reaktionen auf Preissignale und werden daher ebenfalls ausgeschlossen. Für Pumpspeicherkraftwerke wird dagegen neben dem Turbinenbetrieb auch der Pumpbetrieb berücksichtigt.

Um die GSKs für die hier durchgeführten Analysen abzuleiten, wird auf Basis eines Referenzlaufs der durchschnittliche Erzeugungsanteil steuerbarer Kraftwerke für verschiedene Situationen bestimmt. Hierbei werden die folgenden typischen Situationen verwendet:

- Peak Sommer,
- Offpeak Sommer,
- Peak Winter, und
- Offpeak Winter.



Die abgeleiteten GSKs geben damit die durchschnittliche Veränderung des Kraftwerksparks durch grenzüberschreitenden Handel in den vier betrachteten Situationen wieder. Sie stellen eine zentrale Eingangsgrösse für die Ableitung der PTDFs und weiterer FBMC-Parameter dar. Testrechnungen zeigten, dass eine feinere Granularität der GSKs nur eine äusserst geringe Auswirkung auf die resultierenden zonalen PTDFs bewirkt.

*Hinweis: Je repräsentativer die Kategorien für eine Stunde sind, desto genauer bilden die GSKs und damit auch die PTDFs die spätere Lastflusssituation ab und reduzieren damit die Notwendigkeit für Redispatch. Das heisst, es kann in den Analysen zu höheren Redispatchanforderungen kommen, wenn die GSKs und PTDFs ungenau sind. Durch die Wahl der gleichen Kategorien für alle Szenarien dürfte der Vergleich der Redispatchanforderungen zwischen zwei Szenarien dennoch aussagekräftig sein.*

### Critical Network Elements and Contingency (CNEC)

Critical Network Elements and Contingency (CNEC) beschreiben kritische Netzelemente und Ausfallsituationen im Übertragungsnetz, die den grenzüberschreitenden Handel limitieren können. Die relevante Ausfallsituation (Contingency) wurde hierbei auf Grundlage einer für jede Stunde durchgeführten (N-1)-Analyse bestimmt. Als relevante Contingency wurde dabei derjenige (N-1)-Fall gewählt, der am häufigsten den maximalen Stromfluss auf dem Netzelement hervorruft.<sup>34</sup> Die folgenden Netzelemente werden als kritische Netzelemente definiert:

- Alle grenzüberschreitenden Netzelemente;
- Jedes Netzelement, dessen Zone-to-Zone-PTDF in der kritischsten Ausfallsituation grösser als 5 % ist, also Netzelemente über die mehr als 5 % des Handels realisiert werden.<sup>35</sup>

CNECs werden zum einen genutzt, um NTC-Werte abzuleiten, zum anderen stellen sie eine Eingangsgrösse des FBMC dar.

### Power Transfer Distribution Factors (PTDF)

Power Transmission Distribution Factors (PTDF) beschreiben, wie sich der Handel zwischen zwei Gebieten in Stromflüssen auf Netzelementen materialisiert. Die nodalen PTDFs beschreiben den Handel zwischen einem Netzknoten gegen den

<sup>34</sup> Eine Sensitivitäts-Analyse zeigt, welche Auswirkungen eine alternative Definition der kritischen Contingency hat. Hierzu wurde die Contingency auf Basis des maximalen resultierenden PTDF-Werts anstelle des maximalen Stromflusses ausgewählt. Hierbei zeigte sich, dass die alternative Definition der Contingency keine signifikanten Auswirkungen auf bisher nicht definierte CNECs hatte (PTDF-Wert < 5 %). Auf die bisher definierten CNECs (mit PTDF-Wert über 5 %) zeigten sich ebenfalls nur geringe Veränderungen im PTDF-Wert. Es ist im Allgemeinen nicht abschliessend geklärt, ob Netzelemente mit einer hohen initialen Belastung und einem niedrigen PTDF-Wert oder Netzelemente mit hoher initialer Belastung und niedrigerem PTDF-Wert den lastflussbasierten Handel stärker einschränken.

<sup>35</sup> Der Grenzwert von 5 % basiert auf Artikel 5 Nr. 7 von «ACER Decision on CORE CCM: Annex I from February 2019». Parallel zur Erstellung dieses Gutachtens wurde auch die Anhebung des Grenzwerts auf 10 % diskutiert. Dieser Grenzwert konnte in den hier durchgeführten Analysen jedoch nicht berücksichtigt werden. Eine Analyse der CNECs zeigt jedoch, dass eine Anhebung des Grenzwerts von 5 % auf 10 %, die Anzahl der CNECs von 398 auf 186 reduzieren würde. Das Netz wäre in den FBMC-Szenarien also mit Blick auf den internationalen Handel in einigen Situationen gegebenenfalls leistungsfähiger.

sogenannten «Slack-Knoten» und werden entsprechend der untenstehenden Formel berechnet:

$$PTDF_n = (B_d \cdot A) \cdot (A^T \cdot B_d \cdot A)^{-1} \text{ }^{36}$$

mit  $B_d$  Diagonalmatrix der Suszeptanz

$A$  Admittanzmatrix des Netzes

Die nodalen PTDFs werden sowohl für den (N–0)-Fall als auch für den (N–1)-Fall berechnet. Das Ergebnis der Berechnung ist eine (L×N)-Matrix, wobei L die Anzahl der betrachteten Netzelemente und N die Anzahl der Netzknoten ist.

Aus den nodalen PTDFs und der GSK-Matrix werden zonale PTDFs gegen den Slack-Knoten abgeleitet. Diese beschreiben die Auswirkungen des Handels einer Zone gegen den Slack-Knoten:

$$PTDF_z = PTDF_n \cdot GSK$$

Auf Grundlage der zonalen PTDFs werden Zone-to-Zone-PTDFs durch Kombination zweier zonaler PTDFs abgeleitet.<sup>37</sup> Da für jede der vier Zeitperioden (Peak/Offpeak, Sommer/Winter) eine GSK-Matrix bestimmt wird, ergeben sich insgesamt vier verschiedene Zone-to-Zone-PTDF-Matrizen.

### Sensitivität der CO<sub>2</sub> und Brennstoffpreise auf GSK, CNECs und PTDF

Seit Festlegung der Preisannahmen für die Analysen haben sich die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise weiterentwickelt. Insbesondere liegt der EUA-Preis seit April 2021 auf einem deutlich höheren Niveau (ca. 50 €/tCO<sub>2</sub>) als durch die Forward-Preise im Mai 2020 (ca. 22 €/tCO<sub>2</sub>) geschätzt wurde.

Zur Überprüfung der Robustheit der Studienergebnisse wurde die Sensitivität von veränderten Generation Shift Keys (GSK) auf kritische Netzelemente (CNECs) und deren Belastung durch den Handel (PTDFs) geprüft. Grundannahme ist hierbei, dass sich die veränderten Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke auswirken und damit grenzüberschreitender Stromhandel von anderen Kraftwerken bereitgestellt wird und so zu anderen physischen Flüssen führt.

Mit Blick auf die Robustheit der Studienergebnisse ist jedoch festzuhalten, dass **Einfluss auf Generation Shift Keys (GSK) und damit auf CNEC oder PTDF sehr limitiert ist**. Geänderte Brennstoffpreise verändern die sog. «Merit Order», also die Einsatzreihenfolge des europäischen Kraftwerksparks. Während Erneuerbare Energien (Wind, PV, Laufwasserkraft) oder Kernenergie davon in der Regel unbeeinflusst sind, kann es in Folge erhöhter CO<sub>2</sub>-Preise zu einem Abtausch von Kohleerzeugung durch Gaserzeugung kommen (sog. «fuel switch»). Wenn nun in den Gebotszonen, wo es noch signifikante Kohlestromerzeugungskapazitäten im Jahr 2025 gibt (insbesondere Deutschland, Niederlande, Polen, Tschechien) andere Kraftwerke an anderen Standorten im Stromnetz zur Lastdeckung benötigt werden, kann es zu einer Veränderung der sog. «GSK» kommen, die ausdrücken, welches Kraftwerk zusätzlich in einer

<sup>36</sup> Van den Bergh et al. "DC power flow in unit commitment models", KU Leuven 2014

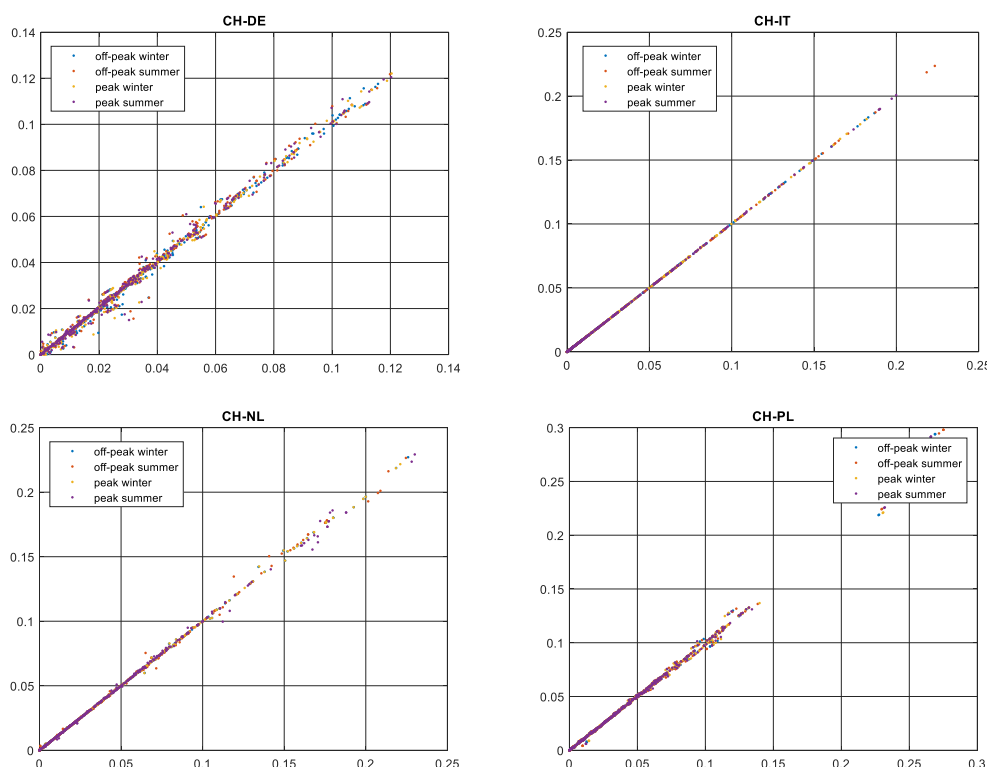
<sup>37</sup> Für 9 Marktgebiete ergeben sich 36 mögliche Handelskombinationen

Gebotsregion genutzt wird, um eine zusätzliche Einheit Stromaustausch mit einem Nachbarland durchführen zu können. Die GSK werden wie in Anhang A2 beschrieben als wichtige Inputgrösse für das Flow Based Market Coupling verwendet. Wir haben daher im Nachgang der Analysen eine Art «Robustheitscheck» der GSK durchgeführt, indem wir die Netzergebnisse nochmals berechnet haben unter der Annahme, dass der jeweilige Anteil an der Kohlestromerzeugung aufgrund abweichender Brennstoffpreise halbiert und durch gasbasierte Erzeugung ersetzt wird. Auf dieser Basis wurde überprüft,

- ob sich die Auswahl der sog. kritischen Netzelemente (CNEC) signifikant ändert,<sup>38</sup> und
- ob sich die PTDF-Matrizen signifikant ändern.

Die Analyse hat ergeben, dass ca. 98% der CNECs in beiden Varianten (mit hoher Kohlestromerzeugung (EUA Preis 22 €/tCO<sub>2</sub>) und mit halbiertes Kohlestromerzeugung (EUA Preis 50 €/tCO<sub>2</sub>)) sehr ähnlich sind und dass es auch bei den PTDF-Matrizen nur sehr geringe Veränderungen gibt. Abbildung 13 zeigt exemplarisch die zonalen PTDF<sub>(n-1)</sub>-Werte für die Transaktionen zwischen den Preiszonen CH-DE, CH-IT, CH-NL und CH-PL jeweils mit niedrigen und mit hohen EUA Preisen<sup>39</sup>. Die Netzsimulationen für das Jahr 2025 sind also als robust gegenüber geänderten Brennstoffpreisannahmen einzustufen.

**Abbildung 13 Veränderung der GSK bei angepasstem Erzeugungsportfolio**



Quelle: TU Graz

Hinweis: Die Abbildung zeigt die zonalen PTDF<sub>(n-1)</sub>-Werte der CNECs im Referenzfall und in der Sensitivität. Die PTDF Werte referenzieren hierbei auf den Handel der Schweiz mit Ländern mit Stromerzeugung aus Kohle. Im Rahmen der geänderten Marktpreise wird vor allem in diesen Ländern ein verändertes

<sup>38</sup> Details zur Methode zur Ermittlung der CNEC siehe Anhang A2.

<sup>39</sup> Die vier unterschiedlichen Farben innerhalb der Bilder gehören zu den vier Zeitbereichen für die GSK Bestimmung Winter Off-peak, Winter Peak, Sommer Peak, Sommer Off-peak.

Handelsmuster erwartet. Die 4 unterschiedlichen Farben innerhalb der Bilder gehören zu den 4 Zeitbereichen.

## A.3 Flow-Based Market Coupling

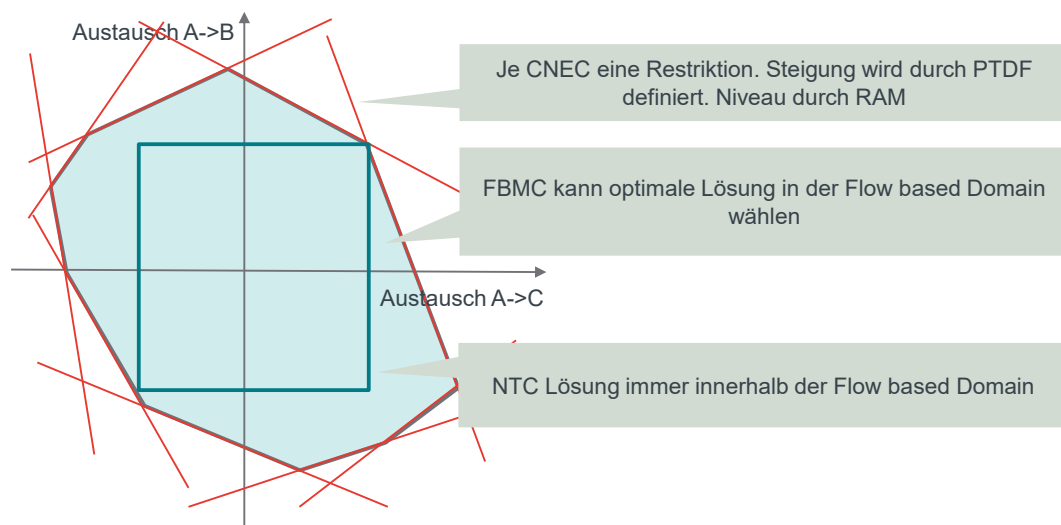
### FBMC-Handel

Das FBMC optimiert den Handel zwischen Regionen unter Berücksichtigung der CNECs und der auf den CNECs für den FBMC-Handel zur Verfügung stehenden Kapazität, der sogenannten *Remaining Available Margin* (RAM). Über die PTDF wird dabei die Wirkung des Handels auf die CNECs abgebildet. Hieraus ergibt sich für jede CNEC die folgende Gleichung, die im Marktmodell durch das FBMC eingehalten werden muss:

$$RAM \geq \sum_{\forall \text{ Regionen}} PTDF \cdot FBMC\_Handel$$

Abbildung 14 illustriert jede CNEC-Gleichung als eine rote Linie. Der FBMC-Handel muss eine Lösung finden, die sich innerhalb des durch die Gleichungen aufgespannten Raums befindet (der sogenannten *Flow-Based Domain*).

**Abbildung 14 Illustration des FBMC**



Quelle: Frontier Economics

### Berechnung der RAM

Die für jedes kritische Netzelement im FBMC verfügbare Kapazität RAM wird auf Basis der maximalen Übertragungsfähigkeit der Leitung, der FRM,  $F_0$  sowie der minRAM definiert. Die RAM eines CNECs berechnet sich demnach wie folgt:

$$RAM = \max(70 \% \cdot F_{\max} - MNCC, F_{\max} - FRM - F_0 - MNCC)$$

Hierfür werden die folgenden Annahmen getroffen:

- $F_{\max}$  ist die maximale Übertragungskapazität des CNECs im N-Fall. Dieser Wert variiert entsprechend der Jahreszeit und wird unter Annahme einer

- Spannung von 235 kV beziehungsweise 405 kV und einem  $\cos(\phi) = 1$  bestimmt. Hierbei wurden keine Wartungsarbeiten berücksichtigt.
- Die FRM beschreibt eine Reserve für mögliche Prognosefehler. Für die Rechnungen wird ein Wert von 10 % angenommen.
  - Der Wert  $F_0$  beschreibt die initiale Belastung eines Netzelements, wenn kein internationaler Handel stattfindet.  $F_0$  wird mithilfe des Netzmodells für jede Stunde bestimmt, indem die Nettohandelspositionen aller Regionen im Referenzfall für jede Stunde mithilfe der GSKs auf null skaliert werden.
  - Die minRAM beschreibt den Kapazitätsanteil von  $F_{\max}$ , der aufgrund von regulatorischen Anforderungen mindestens dem Handel bereitzustellen ist. Entsprechend der 70 %-Regel wird dieser auf 70 % gesetzt.
  - Der «margin from non-coordinated capacity calculation» (MNCC) beschreibt die Kapazitätsreservierung für Flüsse aus anderen Kapazitätsberechnungsregionen. Hierzu gehören die Handelsflüsse mit der Schweiz in den Szenarien «Technische Kooperation». Ebenfalls gehören Flüsse aus dem Handel mit anderen nicht-FBMC-Regionen zu den MNCC, wenn sie die Voraussetzungen für eine Anerkennung erfüllen. Zur Vereinfachung werden diese aber nicht berücksichtigt. Es ist anzumerken, dass die MNCC-Kapazitätsreservierung sowohl einen negativen als auch einen positiven Einfluss auf die Kapazität der CNECs haben kann.

## A.4 Berechnung der NTC-Übertragungskapazität

Die Berechnung der NTC an der Schweizer Grenze unterscheidet sich je nach modelliertem Kooperationsszenario. Die hierbei verwendeten Kapazitätswerte sind die technischen Kapazitäten der Netzelemente. Die PTDF Werte sind dagegen für den N – 1 Fall definiert. Somit bildet die Kapazitätsberechnung den N – 1 Fall ab.

### Szenario «Status Quo»

Für das Szenario «Status Quo» werden die durch die Swissgrid bereitgestellten Referenz-NTCs verwendet. Für das Szenario wird dabei lediglich die NTC DE–CH modifiziert, um mögliche Einschränkungen bei hoher Belastung des deutschen Übertragungsnetzes abzubilden («Modulation»). Solche Einschränkungen nehmen die deutschen ÜNB auch gegenwärtig vor, wenn Starkwind- und Hochlastsituationen auftreten.

Die Modulation der NTC DE–CH wird mithilfe der deutschen CNECs bestimmt. Hierbei wird auf Basis des Referenzlaufs bestimmt, wie hoch die NTC in jeder Stunde sein kann, ohne dass die CNECs überlastet werden. Dafür wird zunächst für jeden CNEC und jede Stunde die für die NTC verfügbare Kapazität bestimmt. Die NTC in einer Stunde entspricht dann der minimalen Übertragungsfähigkeit aller CNECs:

$$F_{NTC} = F_{\max} - FRM - (F_{\text{ref}} - \text{flow}_{\text{DE-CH}} \cdot \text{ptdf}_{\text{DE-CH}})$$

$$NTC_{\text{DE-CH}} = \min_{\text{CNEC(DE)}} (F_{NTC} / \text{ptdf}_{\text{DE-CH}})$$

Die Wahl der NTC in einer Stunde berücksichtigt einen für die Modulation angesetzten Minimalwert von 800 MW und einen Maximalwert von 2000 MW.

**Tabelle 10 Referenz-NTC**

Werte in [MW]	AT-CH	DE-CH	FR-CH	IT-CH	CH-AT	CH-DE	CH-FR	CH-IT
Offpeak Winter	1400	2000	3700	1910	1200	4000	1700	3910
Peak Winter	1400	2000	3700	1810	1200	4000	1700	4400
Offpeak Sommer	1400	2000	3500	1660	1200	4200	1600	3300
Peak Sommer	1400	2000	3500	1440	1200	4200	1600	3620
<b>Durchschnitt</b>	<b>1400</b>	<b>2000</b>	<b>3600</b>	<b>1728</b>	<b>1200</b>	<b>4100</b>	<b>1650</b>	<b>3749</b>

Quelle: Swissgrid

Hinweis: Zeitgewichteter Durchschnittswert

**Tabelle 11 NTC «Status Quo»**

Werte in [MW]	AT-CH	DE-CH	FR-CH	IT-CH	CH-AT	CH-DE	CH-FR	CH-IT
Offpeak Winter	1400	<b>1507</b>	3700	1910	1200	4000	1700	3910
Peak Winter	1400	<b>1535</b>	3700	1810	1200	4000	1700	4400
Offpeak Sommer	1400	<b>1670</b>	3500	1660	1200	4200	1600	3300
Peak Sommer	1400	<b>1645</b>	3500	1440	1200	4200	1600	3620
<b>Durchschnitt</b>	<b>1400</b>	<b>1589</b>	<b>3599</b>	<b>1727</b>	<b>1200</b>	<b>4100</b>	<b>1650</b>	<b>3749</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz, Swissgrid

Hinweis: Zeitgewichteter Durchschnittswert

### Szenario «Keine Kooperation»

Für das Szenario 1 «Keine Kooperation» wird angenommen, dass die NTC zur Schweiz unilateral durch das jeweilige Nachbarland reduziert wird, um die Erreichung der 70 %-Regel, die ja jeweils für alle Nachbarländer der Schweiz gilt, zu vereinfachen. Ziel der Reduktion ist es, Kapazitätsreservierungen auf CNECs des Nachbarlands für den internen Stromfluss und den Handel mit der Schweiz auf 20 % zu begrenzen, sodass ausreichend Kapazität für den internationalen Handel mit Regionen zur Verfügung steht, die zur 70 %-Regel dazugezählt werden. Die Begrenzung auf 20 % der verfügbaren Kapazität ergibt sich dabei wie folgt: 20 % = 100 % – 70 % – 10 % FRM.

Für alle CNECs der vier Nachbarländer der Schweiz wird folgende Berechnung vorgenommen:

$$F_{NTC} = \min(F_{\max} - FRM - (F_{\text{ref}} - \text{flow}_{N-CH} \cdot \text{ptdf}_{N-CH}), 20\% \cdot F_{\max}),$$

$$NTC_{N-CH} = \min_{\text{CNEC}(N)} (F_{NTC} / \text{ptdf}_{N-CH}).$$

Hieraus ergeben sich die in Tabelle 12 dargestellten NTCs. Es ist zu beachten, dass die Berechnung jeweils mit den CNECs eines Landes durchgeführt werden. Bei einer koordinierten Kapazitätsberechnung würde sich die NTC aus dem Minimum der Übertragungskapazität der CNECs der gesamten Kapazitätsberechnungsregion ergeben. Daraus würde eine weitere Reduktion der NTC resultieren.

**Tabelle 12 NTC «Keine Kooperation»**

Werte in [MW]	AT-CH	DE-CH	FR-CH	IT-CH	CH-AT	CH-DE	CH-FR	CH-IT
Offpeak Winter	199	1203	847	307	915	976	698	10
Peak Winter	155	1264	647	178	848	926	892	1
Offpeak Sommer	303	1481	824	139	892	767	807	9
Peak Sommer	269	1435	677	78	809	776	698	7
<b>Durchschnitt</b>	<b>237</b>	<b>1345</b>	<b>773</b>	<b>189</b>	<b>876</b>	<b>864</b>	<b>768</b>	<b>8</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

Hinweis: Zeitgewichteter Durchschnittswert

Für die Generation Adequacy Analyse der Swissgrid werden die NTC-Werte im Sinn einer konservativen Betrachtung um die Transmission Reliability Margin (TRM) von gesamthaft 500 MW für die Nordgrenze und um 250 MW für die Grenze zu Italien reduziert. Ausserdem führt die Annahme der Ausserbetriebnahme von Beznau 1 und 2 zu einer weiteren Reduktion von 100 MW pro Nordgrenze.<sup>40</sup> Für die Generation Adequacy Analyse ergeben sich damit folgende NTC-Werte:

**Tabelle 13 NTC «Keine Kooperation» für Generation Adequacy Analyse**

Werte in [MW]	AT-CH	DE-CH	FR-CH	IT-CH	CH-AT	CH-DE	CH-FR	CH-IT
Offpeak Winter	0	936	580	57	748	809	532	0
Peak Winter	0	997	381	0	681	759	726	0
Offpeak Sommer	36	1215	557	0	725	601	641	0
Peak Sommer	3	1168	411	0	642	610	531	0
<b>Durchschnitt</b>	<b>10</b>	<b>1079</b>	<b>482</b>	<b>14</b>	<b>699</b>	<b>695</b>	<b>607</b>	<b>0</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

Hinweis: Zeitgewichteter Durchschnittswert

### Szenario «Technische Kooperation IT/CORE»

In den Szenarien, die eine technische Kooperation abbilden, wird die NTC entsprechend den Annahmen zur Kooperation bestimmt. Diese sehen vor, dass der Handel im FBMC begrenzt wird, die Schweiz aber im Gegenzug auf ihren CNECs eine Kapazitätsreservierung für die FBMC-Flüsse vornimmt. Unter Berücksichtigung der 70 % Regel wird auf Grundlage der verbleibenden Kapazität auf Schweizer CNECs wird die NTC zur benachbarten Kapazitätsberechnungsregion bestimmt.

Die Kapazitätsreservierung auf Schweizer CNECs für das FBMC wird wie folgt berechnet:

$$F_{\text{FBMC}} = 6500 \cdot \text{ptdf}_{\text{DE-FR}} + (4300 - 1000) \cdot \text{ptdf}_{\text{FR-IT}}$$

Hierbei wird angenommen, dass der Austausch von 1000 MW zwischen Frankreich und Italien über eine Gleichstromleitung realisiert wird. Dies entspricht einem Grossteil der Kapazität der Gleichstromleitung von 1200 MW.<sup>41</sup> Da die über

<sup>40</sup> Die Kraftwerkseinspeisung von Beznau führt zu Stromflüssen entgegen Importflüssen und erhöht somit die mögliche Importkapazität. Entsprechend führt eine Ausserbetriebnahme zu einer Reduktion der Importkapazitäten. Diese Annahme wurde von Swissgrid auf Grundlage ihrer Betriebserfahrung getroffen.

<sup>41</sup> Siehe Projektbeschreibung von Terna: <https://www.terna.it/en/projects/projects-common-interest/italy%20%80%93france-electrical-interconnection>

Gleichstromleitungen transportierte Energie steuerbar ist, kann angenommen werden, dass dieser Anteil nicht zu Flüssen auf Schweizer Netzelementen führt. Die für die NTC verfügbare Kapazität auf einem CNEC berücksichtigt dabei auch die 70 % Regel und ist demnach:

$$F_{NTC} = \min(\max(70\% \cdot F_{\max}, F_{\max} - FRM - F_0) - F_{FBMC}, 0).$$

Hieraus ergibt sich der NTC der Schweiz zum Nachbarland N wie folgt:

$$NTC_{N-CH} = \min_{CNEC(N)} (F_{NTC} / ptdf_{N-CH})$$

Für die NTC CH-IT wird dabei die PTDF CH-IT angewendet. Die NTC zur CORE-Region wird auf Basis einer PTDF CH-CORE bestimmt, welcher sich aus der summierten PTDF mit Deutschland, Frankreich und Österreich ergibt. Als Gewichte werden hierbei die Referenz-NTCs genutzt. Entsprechend den Gewichten wird die NTC CH-CORE auf diese drei Länder aufgeteilt.

Die Ergebnisse der Berechnungen für das Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE» sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

**Tabelle 14 NTC «Technische Kooperation ITN/CORE»**

Werte in [MW]	AT-CH	DE-CH	FR-CH	IT-CH	CH-AT	CH-DE	CH-FR	CH-IT
Offpeak Winter	1138	1626	3008	3535	666	2222	944	3738
Peak Winter	1114	1591	2943	3404	846	2819	1198	3829
Offpeak Sommer	974	1391	2434	3090	640	2239	853	2646
Peak Sommer	955	1364	2386	3091	658	2302	877	2837
<b>Durchschnitt</b>	<b>1048</b>	<b>1497</b>	<b>2700</b>	<b>3289</b>	<b>688</b>	<b>2349</b>	<b>948</b>	<b>3241</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

Hinweis: Zeitgewichteter Durchschnittswert

Die Berechnung der Schweizer NTCs bezieht sich im Szenario «Technische Kooperation CORE/ITN» nur auf die verfügbare Kapazität innerhalb der Schweiz.

### Szenario «Stromabkommen»

Im Szenario S3 Stromabkommen nimmt die Schweiz am FBMC teil. Es sind daher keine NTC für die Schweizer Grenzen zu bestimmen.

## A.5 Ermittlung der Redispatchkosten

Die Redispatchkosten werden im Anschluss an die Marktsimulation ermittelt und beschreiben die Kosten, die entstehen, um Überlastungen im Netz, die sich aus den marktgetriebenen Stromflüssen ergeben, aufzulösen.

### A.5.1 Vorgehen zur Ermittlung der Redispatchkosten

#### Zuordnung der Kraftwerkseinspeisung

Für die Redispatchanalyse wird der stundenscharfe Kraftwerkseinsatz aus der Marktsimulation im Netzmodell abgebildet. Dabei wird der Kraftwerkseinsatz entsprechend den geografischen Koordinaten des Kraftwerks dem nächsten



Netzknoten zugeordnet. Für Erzeugung aus Windkraftanlagen und PV-Anlagen werden die Gebotszonen in Subzonen unterteilt. Die Erzeugung aus Windkraftanlagen und PV-Anlagen wird dann proportional zum Potenzial der einzelnen Subzonen auf die einzelnen Netzknoten verteilt.

Aus der Nachfrage und der Kraftwerkseinspeisung ergeben sich in der (N-1)-Analyse die überlasteten Netzelemente. Diese Überlastungen werden durch netzseitige Massnahmen sowie den Einsatz von Redispatchkraftwerken kostenminimal behoben.

### Verfügbare Redispatchleistung

Zur Auflösung der Engpässe stehen in allen betrachteten Szenarien grundsätzlich alle Kraftwerke in der Region zur Verfügung.

Die für Redispatch verfügbare Kraftwerksleistung wird für jedes Kraftwerk stundenscharf bestimmt. Das Potenzial für positiven Redispatch durch Leistungserhöhung bestimmt sich aus der Differenz von verfügbarer Kraftwerksleistung (inklusive Nicht-Verfügbarkeit) und dem marktlich bestimmten Kraftwerkseinsatz. Eine Erhöhung der Leistungsabgabe für Redispatch durch PV-Anlagen, Windkraftanlagen und Laufwasserkraftwerken ist nicht möglich.

Analog hierzu wird das Potenzial für negativen Redispatch durch Leistungsreduktion bestimmt. Die verfügbare Leistung ergibt sich aus dem stündlichen Kraftwerkseinsatz und sieht damit auch die Möglichkeit vor, dass Kraftwerke vollständig heruntergefahren werden. Anders als beim Potenzial für positiven Redispatch wird angenommen, dass Windkraftanlagen und PV-Anlagen negativen Redispatch bereitstellen können.

### Kosten des Redispatcheinsatzes

Die Kosten für den Redispatcheinsatz werden für jede Stunde auf Basis der Opportunitätskosten der Kraftwerke ermittelt.

Hierbei setzen wir die folgenden Kosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen an:

- **Thermische Kraftwerke:** Die Redispatchkosten entsprechen den durchschnittlichen variablen Kosten des Kraftwerks sowie einem Aufschlag für Startkosten in Stunden, in welchen das Kraftwerk nicht in Betrieb ist (für Hochregelung) bzw. läuft (für Abregelung). Mindestlastbedingungen werden hierbei nicht berücksichtigt.
- **Speicherkraftwerke:** Für Wasserkraftwerke werden die durchschnittlichen Opportunitätskosten einer Hoch- bzw. Abregelung angesetzt.
- **Andere erneuerbare Energie:** Eine Hochregelung der erneuerbaren Energien für Redispatch ist nicht möglich. Für die Abregelung wird ein pauschaler Betrag angesetzt, welcher einen möglichen Verzicht auf Förderprämien widerspiegelt.

In der hier beschriebenen Methodik werden die Redispatchkosten auf Basis der Gestehungskosten ermittelt («kostenbasierter Redispatch»). Etwaige nationale Regelungen, wonach der Redispatcheinsatz zu einem höheren Betrag vergütet wird (z. B. Margen für effiziente Anbieter im Rahmen eines marktbasierten Redispatches), werden damit nicht berücksichtigt.

Nachfrageseitige Massnahmen (DSM) werden im Netzmodell nicht zum Redispatchpotenzial gerechnet. Kleinere Flexibilitäten (Nicht-EE > 100 kW) werden als regionaler Pool vereinfacht mit einem Kostensatz einem Netzmodellknoten zugeteilt. Erzeugung aus erneuerbarer Energie wird im Rahmen des Redispatches auf Grund ihrer Kostenstruktur nur nachrangig abgeregelt.

### Optimierung der Redispatchkosten

Die Optimierung der Redispatchkosten hat zum Ziel, die Überlastungen der Netzelemente in allen Stunden des Jahrs zu minimalen Kosten zu beseitigen. Hierbei werden nur Überlastungen auf solchen Netzelementen in Deutschland, Frankreich, Österreich, der Schweiz und Norditalien berücksichtigt, die als CNECs identifiziert wurden.

In einem ersten Schritt werden die non-costly-Massnahmen genutzt, um Überlastungen zu reduzieren. Hierzu gehören die Einstellung von Phasenschiebern, der Betriebspunkt von Gleichstromleitungen und Schalthandlungen. Die verbleibenden Überlastungen werden durch eine stündliche Optimierung des Redispatcheinsatzes kostenminimal aufgelöst. Diese Optimierung berücksichtigt sowohl die Standorte der Kraftwerke als auch die Einsatzkosten der Kraftwerke.

Hieraus ergeben sich für jede Stunde der Redispatcheinsatz (in GWh) als auch die Kosten für den Redispatcheinsatz (in Mio. €) aus der Summe von positiven und negativen Redispatchmassnahmen.

## A.5.2 Kostenallokation

Aus dieser Analyse ergeben sich die Redispatchmengen und die Gesamtkosten des Redispatches. Diese müssen in einem nächsten Schritt einem Marktgebiet zugeordnet werden.

In einem ersten Schritt werden hierzu die Gesamtkosten des Redispatches in einer Stunde auf die einzelnen Engpässe proportional zur Engpassleistung der Überlastungen in der Stunde aufgeteilt. Dies erfolgt anhand der relativen engpassbehafteten Leistung.

In einem zweiten Schritt müssen die an einem Engpass entstandenen Kosten einem Marktgebiet (dem «verantwortlichen» ÜNB) zugeordnet werden. Hierbei kann entweder das Requester-Pays- oder das Polluter-Pays-Prinzip zur Anwendung kommen.

### Requester Pays

Das Requester-Pays-Prinzip ordnet die Kosten des Redispatches demjenigen ÜNB zu, der den Redispatch veranlasst hat. Im Rahmen der Kostenallokation bilden wir dieses Prinzip nach, indem die Kosten des Redispatches entsprechend der geographischen Lage des Engpasses den Marktgebieten zugeordnet werden. Veranlasst zum Beispiel ein deutscher ÜNB zur Auflösung eines Engpasses im deutschen Übertragungsnetz den Eingriff in ein Schweizer Kraftwerk (den die Swissgrid für ihn anordnet), so zahlt der deutsche ÜNB 100 % der im Schweizer Kraftwerk entstandenen Kosten. Kommt es in einer Stunde zu mehreren Engpässen in unterschiedlichen Regionen/Netzen, die durch einen oder mehrere

koordinierte Redispatchmassnahmen gelöst werden müssen, erfolgt die Kostentragung proportional zur Engpasshöhe des jeweiligen Engpasses im Verhältnis zur «Gesamtengpassleistung» aller Engpässe in dieser Stunde.

Beispiel: Wenn es einen Engpass in Gebiet A von 100 MW gibt und einen weiteren Engpass in Gebiet B in Höhe von 50 MW, dann trägt ÜNB A einen Anteil von 100/150 der Redispatchkosten. Entsprechend trägt ÜNB B den restlichen Anteil von 50/150 der Redispatchkosten. Liegt ein Engpass auf einer Grenzleitung, werden die Redispatchkosten den ÜNB hälftig zugeordnet (ausser CH–IT im Szenario «Status Quo»).

Das Requester-Pays-Prinzip kommt in den Szenarien «Status Quo» und «Keine Kooperation» zur Anwendung.

### Polluter Pays

Das Polluter-Pays-Prinzip ordnet die Kosten des Redispatches dem Verursacher zu. **Damit ist nicht die geographische Lage des Engpasses relevant, sondern die Ursache der Ströme, die zu einer Überlastung auf einem Netzelement führen.** Bei Anwendung der 70 %-Regel und einer FRM von 10 % bleiben lediglich 20 % des  $F_{\max}$  eines CNECs für interne Flüsse und Loop Flows übrig. Da im Zuge des Market Couplings «genehmigte» Flüsse keine Ursache für Überlastungen darstellen können, ist der einzige mögliche Grund für eine Überlastung die Überschreitung der 20 % durch interne Flüsse und Loop Flows. Für die Zuordnung der Loop Flows zu einem Marktgebiet wird eine Schlüsselmatrix verwendet, welche schrittweise für die einzelnen Marktgebiete hergeleitet wird. Die internen Flüsse jedes Landes und die Loop Flows, welche durch dieses Land in anderen Ländern generiert werden, lassen sich bestimmen, indem die Nettopositionen aller anderen Marktgebiete auf null skaliert werden. Die Zusammensetzung der beobachteten Flüsse für jedes Marktgebiet ergibt die Schlüsselmatrix. Diese wird auf Basis repräsentativer Stunden bestimmt.

Die Aufteilung der Redispatchkosten an einem Engpass auf interne Flüsse und Loop Flows geschieht unter Berücksichtigung von zwei Prinzipien:

- 10 % der CNEC-Leistung ist für Loop Flows aller Marktgebiete kostenlos
- Loop Flows haben Priorität vor internen Flüssen in der Kostenallokation

Die genaue Kostenaufteilung wird anhand des untenstehenden Beispiels erklärt. Das Polluter-Pays-Prinzip kommt in den Szenarien «Technische Kooperation ITN/CORE» sowie «Stromabkommen» zur Anwendung. Hierbei ist zu beachten, dass Redispatchkosten auch Zonen zugeordnet werden können, die nicht im Fokus der Redispatchanalyse standen. Es sei darauf hingewiesen, dass das Polluter Pays Prinzip derzeit von den Kapazitätsberechnungsregionen noch nicht implementiert ist. Die für die Zukunft geplante Implementierung der Kostenallokation soll grundsätzlich dem Polluter Pays Prinzip folgen, kann sich aber in Details von dem hier beschriebenen Verfahren unterscheiden.

### Beispiel Polluter Pays

Bei der Polluter-Pays-Kostenallokation unterscheiden wir zwei Fälle, in denen es zu Redispatchkosten für die Schweiz kommen kann:

- Überlastung eines Schweizer CNEC:** Hier können aufgrund von hohen internen Flüssen Kosten für die Schweiz anfallen. Das Beispiel in Abbildung 15 zeigt ein Schweizer CNEC mit 35 % Überlastung. Nach dem oben genannten Prinzip 1 werden 10 % der Loop Flows als kostenlos anerkannt. Ausserdem haben – wie in Prinzip 2 beschrieben – Loop Flows Priorität in der Kostenallokation gegenüber internen Flüssen. Daraus resultiert, dass 20 % der Redispatchkosten der Schweiz aufgrund ihrer internen Flüsse zugeteilt werden.

**Abbildung 15 Beispiel Kostenallokation nach Polluter-Pays-Prinzip bei einer Überlastung auf einem Schweizer CNEC**

**Overload on CH CNEC**

Bidding zone	Type of flow	Loading of CNEC (%)	10% cost free share (%)	Flows for penalisation (%)	Overload of 35% with priority distribution to loop flows (%)	Cost shares (%)
	Market flow (not penalised)	42				
CH	Internal Flow	55	0	55	7	20%
Σ all non-CH	Loop flow	38	10	28	28	80%
<b>SUM</b>		<b>135</b>	<b>10</b>	<b>83</b>	<b>35</b>	<b>100%</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

- Überlastung eines Nicht-Schweizer CNEC mit Schweizer Loop Flows:** Hier können aufgrund von Schweizer Loop Flows auf einem überlasteten Netzelement ausserhalb der Schweiz Kosten entstehen. Zur Minderung der Komplexität werden alle nicht-Schweizer Loop Flows zusammengefasst und mit der Anzahl der Marktgebiete gewichtet, welche Loop Flows auf das CNEC induziert haben. Die Aufteilung der kostenlosen 10 % auf die verschiedenen Loop Flows geschieht anhand dieser Gewichtung. Auch hier haben Loop Flows Priorität gegenüber den internen Flüssen in der Kostenallokation. Die Aufteilung der Redispatchkosten auf die verschiedenen Loop Flows geschieht dann proportional zu ihrer Grösse.

**Abbildung 16 Beispiel Polluter-Pays-Kostenallokation bei einer Überlastung auf einem Nicht-Schweizer CNEC**

**Overload on non-CH CNEC**

Bidding zone	Type of flow	Number of BZ involved	Loading of CNEC (%)	10% cost free share (%)	Flows for penalisation (%)	Overload of 35% with priority distribution to loop flows (%)	Cost shares (%)
	Market flow (not penalised)		42				
Non-CH	Internal Flow		47	0	47	0	0%
CH	Loop Flow	1	5	2	3	2.9	8%
Σ all non-CH	Loop flow	4	41	8	33	32.1	92%
<b>SUM</b>		<b>5</b>	<b>135</b>	<b>10</b>	<b>83</b>	<b>35</b>	<b>100%</b>

Quelle: Frontier Economics, TU Graz

## ANHANG B ERGEBNISSE DER ANALYSEN IM DETAIL

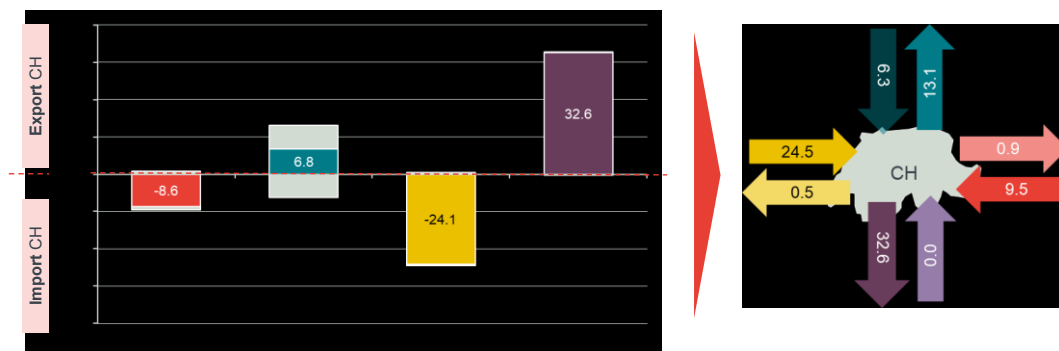
In diesem Anhang werden zusätzliche Details zu den Ergebnissen der Markt-, Netz- und Redispatchanalysen dargestellt.

### B.0 Ergebnisse Szenario «Status Quo»

#### Importe, Exporte und Transite

Im Szenario «Status Quo» ist der Handel der Schweiz durch hohe Importe aus Frankreich und hohe Exporte nach Italien charakterisiert (Transite). Der Handel mit Deutschland ist dagegen durch einen Nettoexport charakterisiert. Dies reflektiert die bis 2025 zu erwartenden Stilllegungen deutscher Kern- und Kohlekraftwerke.

**Abbildung 17 SQ – Kommerzielle Import- und Exportsalden je Schweizer Grenze**



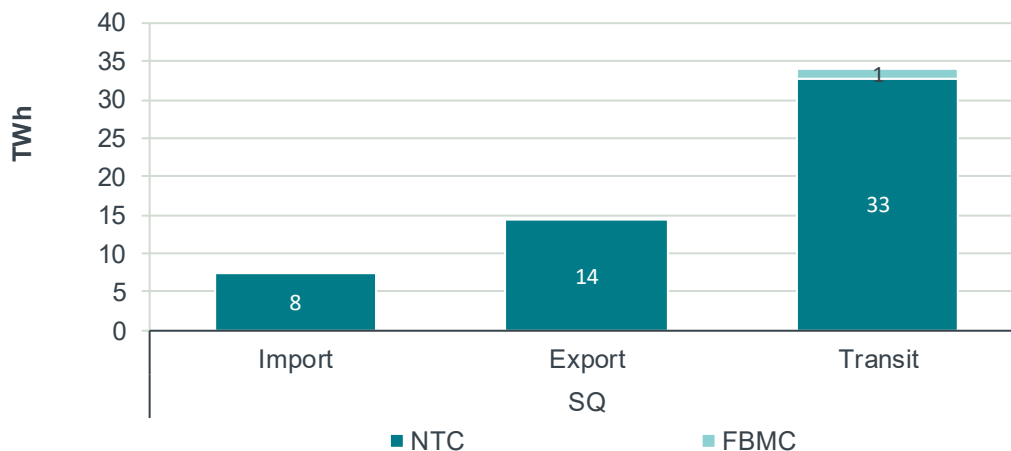
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Im linken Säulendiagramm sind die Salden (d. h. die Nettoimporte bzw. Nettoexporte) und im rechten Diagramm die übertragenen Energiemengen in TWh je Schweizer Grenze und Richtung aufgetragen.

Weiterhin schlagen sich auch die Annahmen zum Schweizer Kraftwerkspark in den Gesamtimporten und -exporten der Schweiz nieder. Mit dem unterstellten Ausbau von Kleinanlagen und erneuerbaren Energien sowie dem Weiterbetrieb des Kernkraftwerks Beznau ist die Schweiz ein Nettoexporteur von Strom.

Die Transite durch die Schweiz sind vor allem durch hohe Importe aus Frankreich bei gleichzeitig hohen Exporten nach Italien getrieben. Hierbei erhält die Schweiz für Transite aus dem NTC-Handel eine Vergütung über Engpassrenten. Durch Transite aus dem FBMC erhöhen sich die Transite nur leicht. Dies gründet vor allem auf den hohen NTCs, die hohe Exporte nach Italien ermöglichen.

**Abbildung 18 SQ – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz**



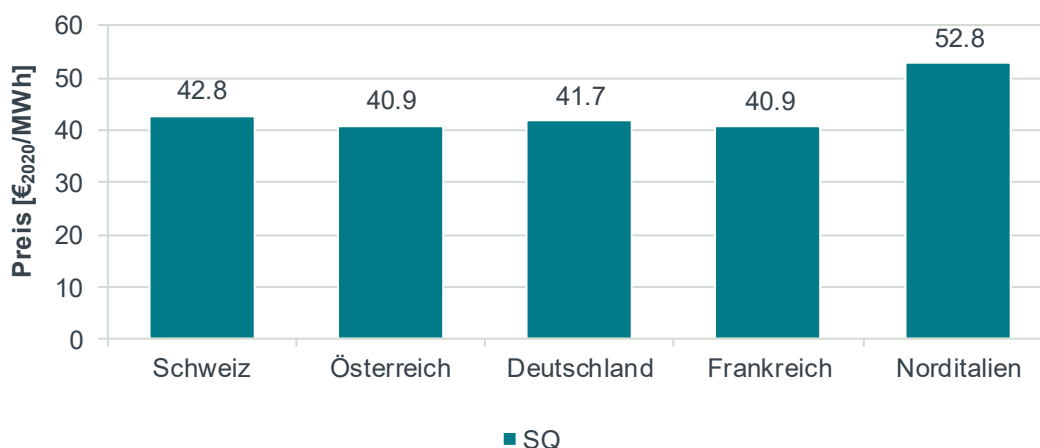
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Transite werden als die Summe der stündlichen Minima aus Import und Export berechnet. Sie repräsentieren damit die Energiemenge, welche zwar die Schweizer Grenzen passiert, allerdings nicht im Land verbleibt. Diese setzen sich aus einem NTC- und einem FBMC-Anteil zusammen.

### Strommarkteffekte

Das relativ niedrige Preisniveau in diesem Szenario erklärt sich durch die Modellierungsannahmen. Insbesondere sind hierbei die Brennstoffpreisannahmen aus der ersten Maiwoche 2020 anzuführen, sowie die für das hier modellierte Jahr vergleichsweise guten hydrologischen Bedingungen. Gleichzeitig wird entsprechend dem TYNDP 2020 angenommen, dass diverse Kleinanlagen und erneuerbare Energien bis 2025 zugebaut werden, sodass die Schweiz in diesem Szenario einen Stromüberschuss hat.

**Abbildung 19 SQ – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet**



Quelle: Frontier Economics

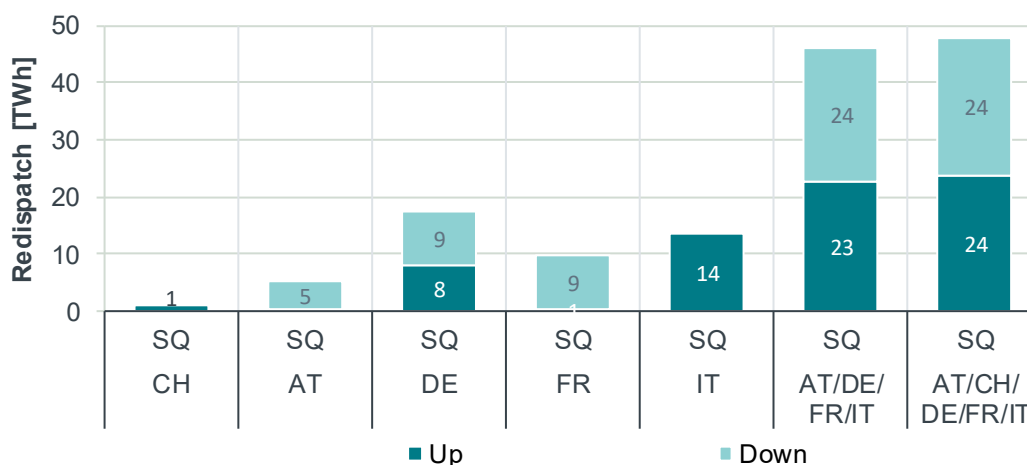
## Redispatchmengen

Redispatch kommt als ein Instrument zur Auflösung von Netzengpässen zum Einsatz. Dabei wird gezielt vor dem kritischen Netzelement ein Erzeuger heruntergefahren, während gleichzeitig ein Erzeuger hinter dem CNEC hochgefahren wird. Zum Einsatz kommen dabei sowohl thermische als auch hydraulische Kraftwerke. Mit Einführung des sogenannten «Redispatch 2.0» können in Zukunft auch Anlagen der erneuerbare Energien zum Einsatz kommen.<sup>42</sup> Netzengpässe können dabei sowohl marktgebietsintern als auch marktgebietsübergreifend auftreten. Daher können entsprechend die Hoch- und Herunterfahrvorgänge auch in zwei verschiedenen Marktgebieten liegen.

Im Szenario «Status Quo» sind die Redispatchmengen im Allgemeinen vergleichsweise hoch, da sowohl in voller Kapazität mit der Schweizer NTC gehandelt werden kann, als auch dem FBMC volle Kapazitäten eingeräumt werden. Dies führt zu hohen grenzüberschreitenden Austausch und zieht damit entsprechende Redispatchmengen nach sich.

**Wichtig:** Dieses Szenario dient nur als Referenz, da es den heutigen Zustand für das Jahr 2025 adaptiert, es allerdings aufgrund der zu erwartenden Umsetzung der 70 %-Regel in der CORE-Region keine Handlungsoption für die Schweiz darstellt.

**Abbildung 20 SQ – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete**



Quelle: Frontier Economics

## Wohlfahrtseffekte

Sinnvolle Aussagen zu Wohlfahrtseffekten ergeben sich erst aus dem Vergleich der Szenarien, d. h. der Differenzbetrachtung gegenüber SQ bzw. S1. Daher weisen wir keine Wohlfahrtseffekte für dieses Szenario aus.

<sup>42</sup> Redispatch 2.0 beschreibt die Bemühungen auch Kleinanlagen für den Redispatch zu erschliessen.

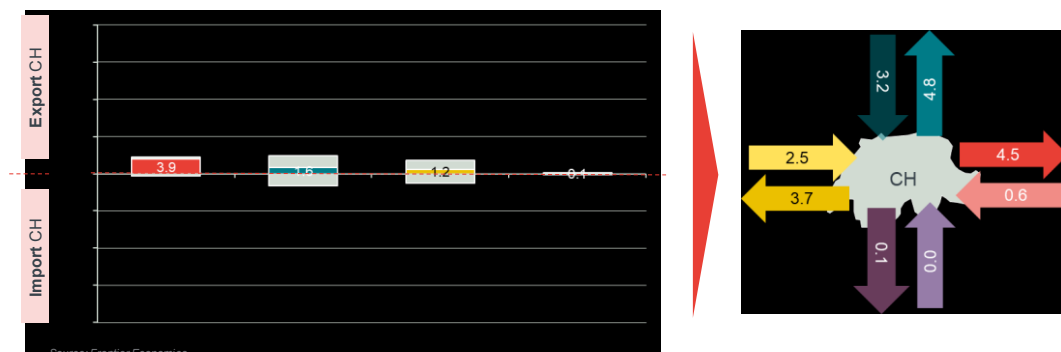
## B.1 Ergebnisse Szenario «Keine Kooperation»

### Importe, Exporte und Transite

Im Vergleich zum Szenario SQ geht im Szenario S1 der Handel der Schweiz mit ihren Nachbarländern deutlich zurück. Die Reduktion der NTCs zeigt sich insbesondere in den nun nicht mehr stattfindenden Exporten nach Italien sowie in der starken Reduktion der Importe aus Frankreich.

In der Folge sinken auch die durch die NTC induzierten Transite durch die Schweiz von 34 TWh auf 21 TWh. Allerdings werden die starken Einschränkungen der NTC-Transite (–30 TWh) durch einen simultanen Anstieg der FBMC-induzierten Transite (+18 TWh) teilweise ersetzt. Dies reflektiert die höheren Importe Italiens über das FBMC, wenn eine Versorgung über die Schweiz nicht mehr möglich ist.

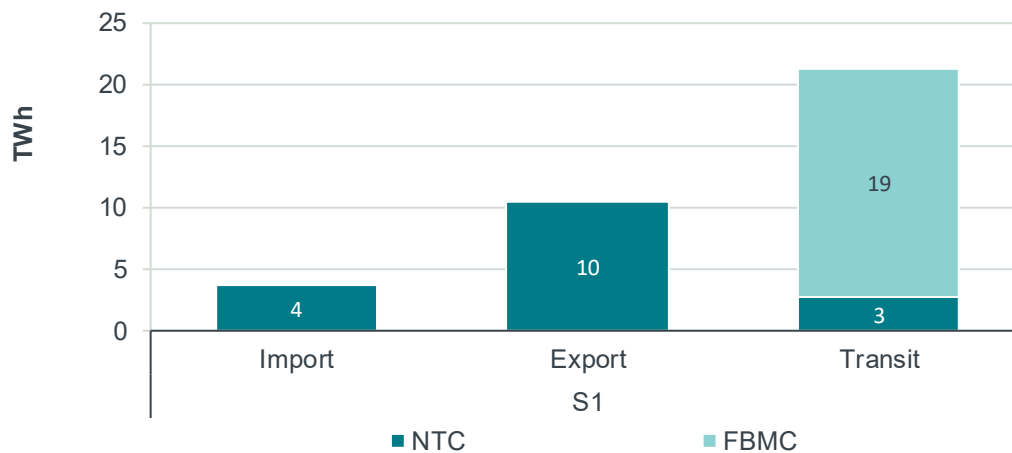
**Abbildung 21 S1 – Kommerzielle Import- und Exportsalden je Schweizer Grenze**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Im linken Säulendiagramm sind die Salden (d. h. die Nettoimporte bzw. Nettoexporte) und im rechten Diagramm die übertragenen Energiemengen in TWh je Schweizer Grenze und Richtung aufgetragen.



**Abbildung 22 S1 – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz**

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Transite werden als die Summe der stündlichen Minima aus Import und Export berechnet. Sie repräsentieren damit die Energiemenge, welche zwar die Schweizer Grenzen passiert, allerdings nicht im Land verbleibt. Diese setzen sich aus einem NTC- und einem FBMC-Anteil zusammen. Importe ergeben sich dagegen aus dem Anteil des Handels, dem kein Export in gleichem Umfang gegenübersteht. Export ist analog definiert.

## Strommarkteffekte

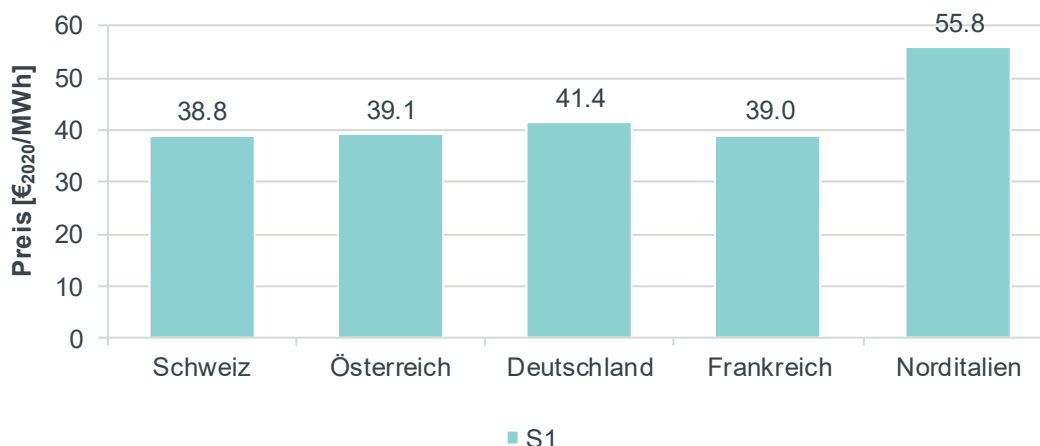
Die stromwirtschaftliche Isolation der Schweiz schlägt sich auch auf das Strompreinsniveau in der Schweiz und den Nachbarländern nieder.

Für die Schweiz zeigt sich, dass der bis 2025 erwartete Ausbau von Klein-kraftwerken und erneuerbaren Energien zu einem Stromüberschuss führt. Bei gleichzeitig guten hydrologischen Bedingungen und fehlenden Exportmöglichkeiten nach Italien sinkt das Strompreinsniveau in der Schweiz gegenüber dem Szenario SQ. **Im Hinblick auf den künftigen Kernenergieausstieg, den erwarteten Anstieg der Stromnachfrage sowie schwankende hydrologische Bedingungen ist diese Aussage jedoch nur eingeschränkt belastbar.** Das Strompreinsniveau in der Schweiz würde noch viel stärker als heute von den hydrologischen Bedingungen abhängen. In trockenen Jahren kann es zu erheblichen Strompreissteigerungen kommen<sup>43</sup>, dementsprechend kann das Szenario «Keine Koordination» nicht als konsumentenfreundliches Szenario verstanden werden.

Für die Nachbarländer zeigt sich, dass fehlende Transite durch die Schweiz nicht vollständig kompensiert werden können. Infolgedessen steigt das Strompreinsniveau in Italien und sinkt das Strompreinsniveau insbesondere in Frankreich.

<sup>43</sup> Die sog. «Merit Order» des Stromangebotes steigt typischerweise „nach hinten raus“ steil an – d.h. in knappen Versorgungssituationen in trockenen Wasserjahren wird es schnell teurer. In guten Wasserjahren wird es ggf. aber nicht im gleichen Masse billiger. Die zusätzliche Volatilität erzeugt Absicherungskosten, die auf den Endverbraucher umgelegt werden.

Abbildung 23 S1 – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet



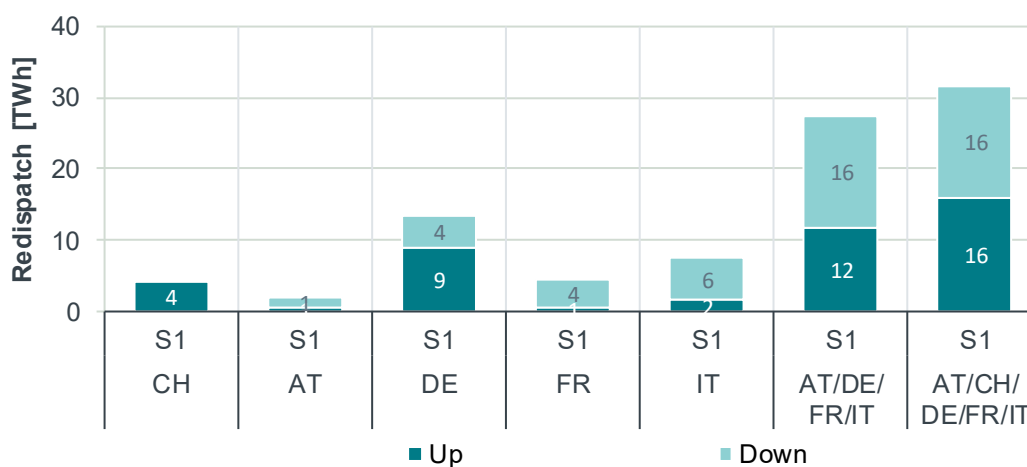
Quelle: Frontier Economics

### Redispatch

Der Einsatz von Redispatch im Szenario S1 reflektiert den reduzierten internationalen Handel. Gegenüber dem Szenario SQ sinkt die Notwendigkeit für Redispatch im Szenario S1 damit deutlich (vgl. Abbildung 24 mit Abbildung 20).

In der Schweiz steigt der Redispatcheinsatz dagegen um den Faktor 4 an. Eine Erklärung hierfür ist das niedrigere Strompreisniveau in der Schweiz. Dieses sorgt für geringere Opportunitätskosten der Speicherkraftwerke und macht den Redispatcheinsatz Schweizer Kraftwerke für benachbarte Länder attraktiver. Der Anstieg der für Redispatch aufgebrauchten Energie erklärt sich damit aus der Logik des Optimierungsmodells. Inwiefern in einem Szenario ohne Kooperation weiterhin mit einem koordinierten Redispatcheinsatz zu rechnen ist, wie er hier modelltechnisch unterstellt wird, ist offen. Ohne einen koordinierten Redispatcheinsatz würden die Kosten für den Redispatcheinsatz deutlich höher ausfallen.

Abbildung 24 S1 – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete



Quelle: Frontier Economics

## Wohlfahrtseffekte

Der Gesamteffekt auf die volkswirtschaftliche Wohlfahrt ergibt sich als Summe aus der Konsumenten-, der Produzenten- und der Engpassrente abzüglich der Redispatchkosten. Für die Schweiz ergibt sich im Szenario 1 gegenüber Szenario SQ eine Reduktion der Wohlfahrt von –150 Mio. €. Die Treiber hierfür sind:

- Gesunkene Strompreise infolge des reduzierten Stromhandels nach Italien. Der Vergleich zeigt daher eine negative Produzentenrente von –311 Mio. € sowie eine negative Engpassrente von –192 Mio. €.
- Daraus ergibt sich ein positiver Effekt für die Verbraucher von 248 Mio. €, der sich aus niedrigeren Strompreisen ergibt.
- Weiterhin besteht ein positiver Effekt durch geringere Redispatchkosten in Höhe von 105 Mio. €.

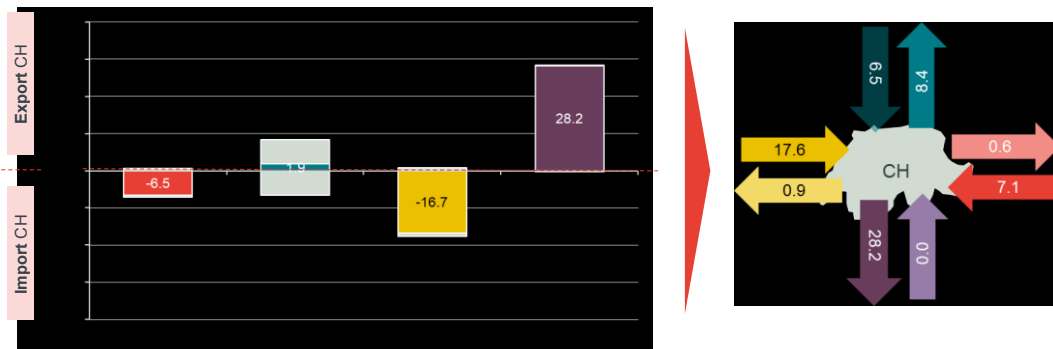
## B.2 Ergebnisse Szenario «Technische Kooperation ITN/CORE

### Importe, Exporte und Transite

Im Szenario S2 ist ein NTC-Handel vergleichbar mit dem im Szenario SQ möglich. Die Handelsbilanz der Schweiz ist daher ähnlich wie die im Szenario SQ und zeichnet sich durch hohe Exporte nach Italien bei gleichzeitig hohen Importen aus Frankreich aus.

Der Vergleich der Varianten a und b zeigt, dass eine Reduktion der Handelskapazitäten für das FBMC keine signifikanten Auswirkungen auf die Handelsbilanz der Schweiz hat.

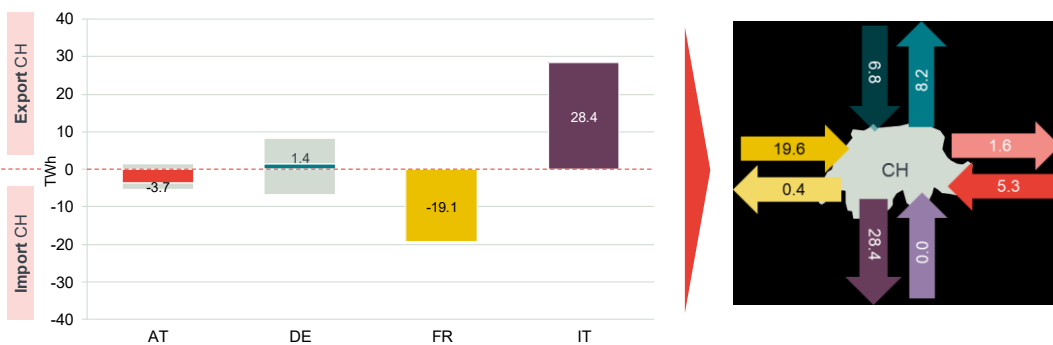
Abbildung 25 S2 a – Kommerzielle Import- & Exportsalden je Schweizer Grenze



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Im linken Säulendiagramm sind die Salden (d. h. die Nettoimporte bzw. Nettoexporte) und im rechten Diagramm die übertragenen Energiemengen in TWh je Schweizer Grenze und Richtung aufgetragen.

Abbildung 26 S2 b – Kommerzielle Import- & Exportsalden je Schweizer Grenze

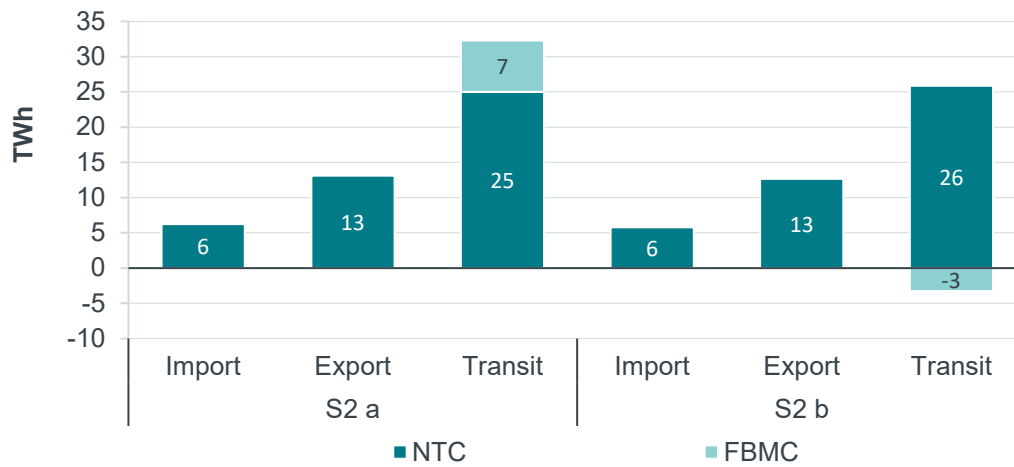


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Im linken Säulendiagramm sind die Salden (d. h. die Nettoimporte bzw. Nettoexporte) und im rechten Diagramm die übertragenen Energiemengen in TWh je Schweizer Grenze und Richtung aufgetragen.

Die Summe von Importen und Exporten reflektiert weiter die Nettoexportposition der Schweiz. Gegenüber dem Szenario S1 nehmen die NTC-bedingten Transite durch höhere Importkapazitäten aus der CORE-Region aber wieder zu. Weiter sind durch die höheren NTCs CH-IT wieder mehr Exporte nach Italien möglich. Zusammen mit den durch das FBMC induzierten Transiten, ergeben sich in Variante a Transite durch die Schweiz, welche sich ungefähr auf dem Niveau von Szenario SQ befinden. Variante b zeigt dagegen, dass sich die Reduktion der Handelskapazitäten im FBMC positiv auf die Transite in der Schweiz auswirkt. So sinken diese, getrieben durch gegenläufige Flüsse aus dem FBMC auf 23 TWh.

Abbildung 27 S2 – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz



Quelle: Frontier Economics

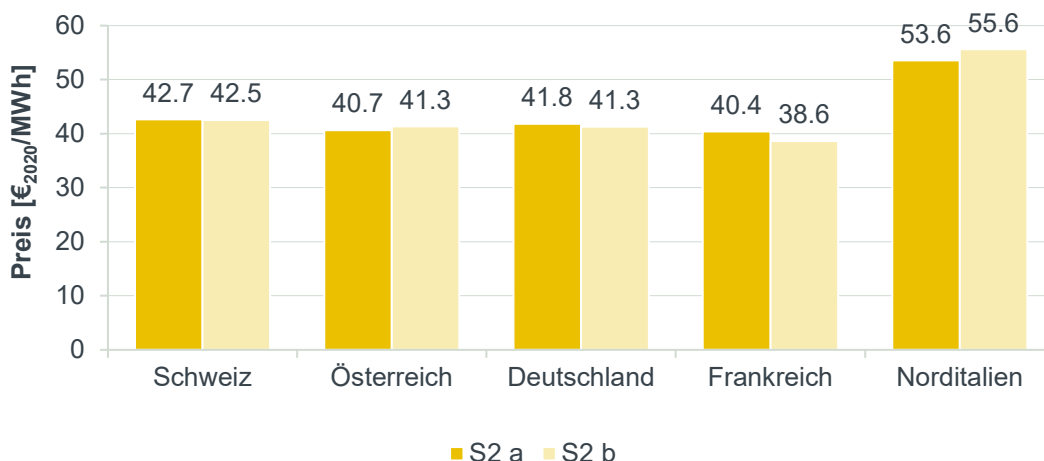
Hinweis: Transite werden als die Summe der stündlichen Minima aus Import und Export berechnet. Sie repräsentieren damit die Energiemenge, welche zwar die Schweizer Grenzen passiert, allerdings nicht im Land verbleibt. Diese setzen sich aus einem NTC- und einem FBMC-Anteil zusammen. Importe ergeben sich dagegen aus dem Anteil des Handels, dem kein Export in gleichem Umfang gegenübersteht. Export ist analog definiert.

Hier ist der FBMC-Anteil negativ, d. h. durch den FBMC entstehen teilweise Flüsse die entlastend wirken.

### Strommarkteffekte

Das Strompreinsniveau der Schweiz bewegt sich im Szenario S2 auf dem Niveau von Szenario SQ. Grössere Veränderungen gegenüber dem Szenario SQ sind nur in Variante b zu beobachten. Die Reduktion der FBMC-Handelskapazität durch Reservierung von Kapazitäten für den NTC-Handel wirkt sich preissteigernd für Italien und preissenkend für Frankreich aus.

Abbildung 28 S2 – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet

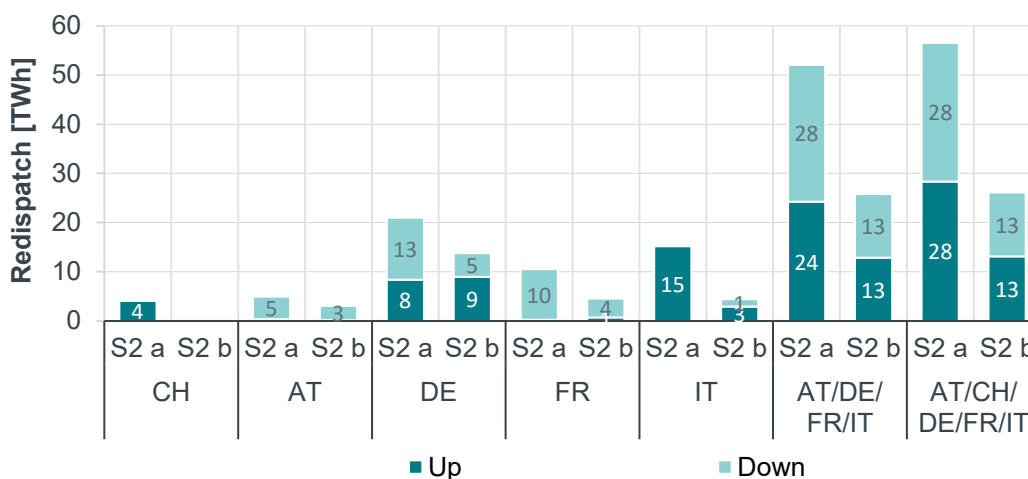


Quelle: Frontier Economics

### Redispatch

Die Übersicht der Redispatchmengen in Szenario S2 zeigt abhängig von der gewählten Variante ein sehr unterschiedliches Bild. Während sich Redispatchmengen in Variante a auf oder über dem Niveau von Szenario SQ befinden, zeigt Variante b eine signifikante Reduktion der Redispatchmengen und Redispatchkosten.

Abbildung 29 S2 – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete



Quelle: Frontier Economics

### Wohlfahrtseffekte

Wichtig ist, dass in diesem Szenario in beiden Varianten a und b vom «Polluter-Pays-Prinzip» ausgegangen wird, das heisst ein Teil der Kosten wird durch Länder getragen, die nicht unmittelbar an die Schweiz angrenzen. Weiterhin wird in Variante a das Schweizer Netz tendenziell eher «überverkauft», was ein höheres Redispatchvolumen und damit auch höhere Redispatchkosten nach sich zieht. In Variante b hingegen wird das Schweizer Netz tendenziell eher konservativ

gehandhabt, was ein niedrigeres Redispatchvolumen und damit auch geringere Redispatchkosten nach sich zieht. Dies hat Auswirkungen sowohl auf die Schweiz als auch deren Nachbarstaaten, da diese von der Kostenübernahme anderer Staaten profitieren.

- Für die Schweiz ergibt sich im Szenario 2 ITN/CORE a ein negativer Wohlfahrtseffekt von –10 Mio. € aus
  - gesunkener Produzentenrente (–27 Mio. €) und Engpassrente (–14 Mio. €), sowie
  - gestiegener Konsumentenrente (+12 Mio. €) und weniger Redispatch (+19 Mio. €).
  
- Für die Schweiz ergibt sich im Szenario 2 ITN/CORE b ein positiver Wohlfahrtseffekt von +136 Mio. € aus
  - gesunkener Produzentenrente (–40 Mio. €),
  - gestiegener Konsumentenrente (+21 Mio. €) und Engpassrente (+35 Mio. €), und
  - deutlich geringeren Redispatchkosten (+119 Mio. €).

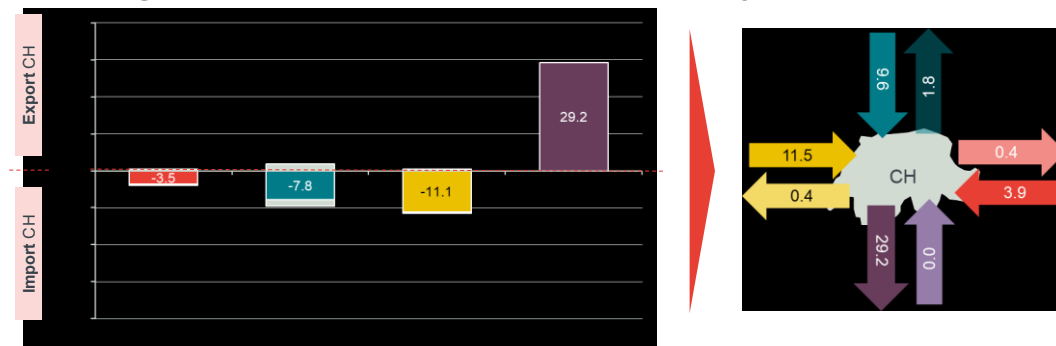
## B.3 Ergebnisse Szenario «Stromabkommen»

### Importe, Exporte und Transite

Im Szenario «Stromabkommen» nimmt die Schweiz am FBMC-Handel teil. Daher gibt es, anders als beim NTC-Handel, keinen direkten bilateralen Handel. Abbildung 30 zeigt daher die physischen Importe und Exporte, die sich anhand der Nettohandelsposition der Länder mit der Schweiz ergeben.

Hierbei wird sichtbar, dass auch das Szenario S3 durch hohe Exporte nach Italien gekennzeichnet ist. Importe finden dagegen im Vergleich zu Szenario SQ nicht nur hauptsächlich über Frankreich statt, sondern verteilen sich gleichmässiger auf Deutschland, Österreich und Frankreich.

**Abbildung 30 S3 – FBMC Import- und Exportsalden je Schweizer Grenze**



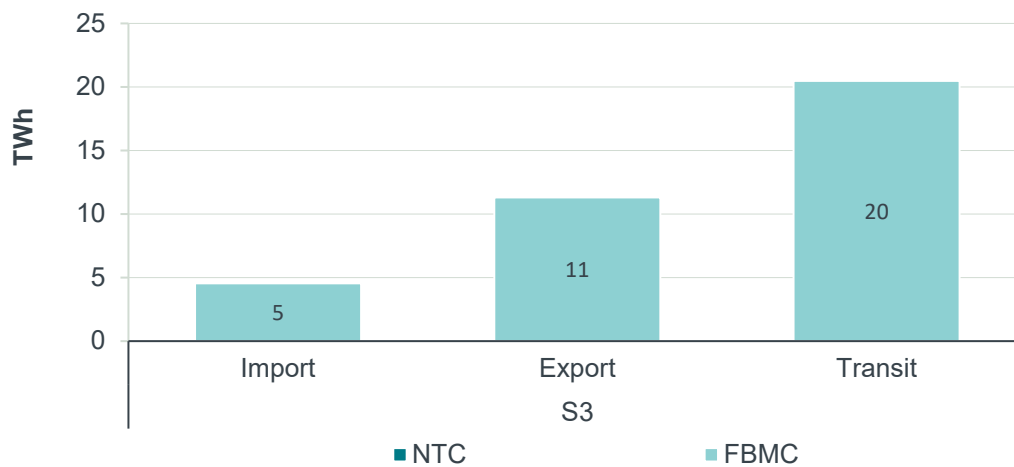
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Im linken Säulendiagramm sind die Salden (d. h. die Nettoimporte bzw. Nettoexporte) und im rechten Diagramm die übertragenen Energiemengen in TWh je Schweizer Grenze und Richtung aufgetragen.

Die Summe von Importen und Exporten reflektiert weiter die Nettoexportposition der Schweiz. Gegenüber dem Szenario SQ und S2 nehmen die Transite aber deutlich ab. Grund hierfür ist, dass jedes CNEC den Handel beschränken kann. Die Analyse der CNECs hat hierbei gezeigt, dass insbesondere CNECs in Norditalien häufig an ihre Grenze kommen und den Handel beschränken. Inwiefern diese CNECs in den vorherigen Szenarien limitierend waren, hängt jeweils von der gewählten Variante a bzw. b ab.

Es ist allerdings vorstellbar, dass gezielte Massnahmen (wie Redispatch oder Schalthandlungen) dazu führen können, dass diese CNECs nicht mehr in gleicher Form beschränkend wirken und so mehr Transite durch die Schweiz möglich sind als hier im Rahmen der Jahresbetrachtungen dargestellt. Mit anderen Worten: Durch geschicktes und zeitnahes Verhalten der ÜNB könnten die Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes in der Praxis gegenüber der hier ausgewiesenen Leistungsfähigkeit weiter erhöht werden und die positiven Wirkungen der Kooperation/des Stromabkommens noch verstärkt werden.



**Abbildung 31 S3 – Physische Importe in die, Exporte aus der und Transite durch die Schweiz**

Quelle: Frontier Economics

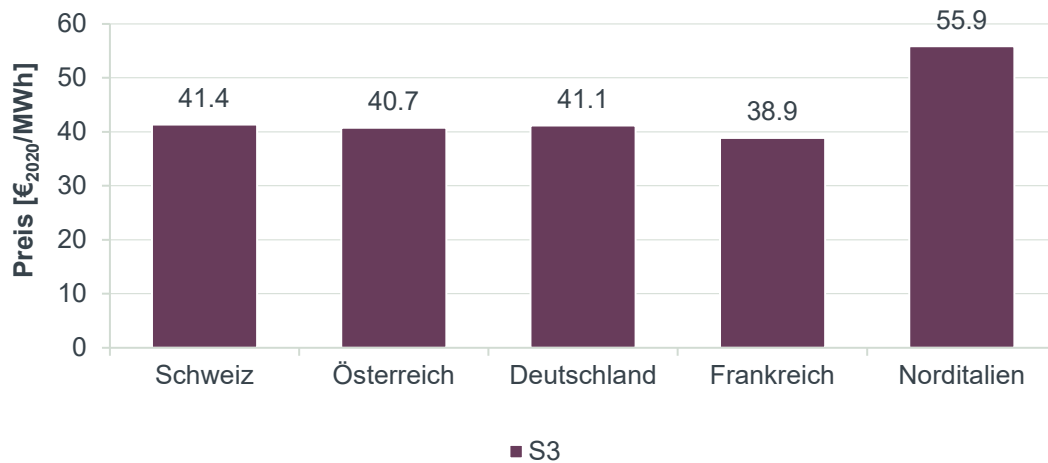
Hinweis: Transite werden als die Summe der stündlichen Minima aus Import und Export berechnet. Sie repräsentieren damit die Energiemenge, welche zwar die Schweizer Grenzen passiert, allerdings nicht im Land verbleibt. Diese setzen sich aus einem NTC- und einem FBMC-Anteil zusammen. Importe ergeben sich dagegen aus dem Anteil des Handels, dem kein Export in gleichem Umfang gegenübersteht. Export ist analog definiert.

### Strommarkteffekte

In Szenario S3 ergibt sich für die Schweiz ein Strompreis unterhalb des Strompreises im Szenario SQ. Damit gleicht sich das Preisniveau der Schweiz in diesem Szenario weiter an das leicht niedrigere Strompreisniveau von Deutschland und Österreich an.

Da der FBMC-Handel insbesondere durch CNECs in Norditalien eingeschränkt wird, wird die Nettoimportposition von Italien begrenzt. Dies hat einen Preisanstieg in Norditalien zu Folge. Wie aber bereits angemerkt, besteht die Möglichkeit für Terna, diese Limitationen teilweise aufzuheben. Dies würde dann etwas höhere Importe nach Italien erlauben, was das Preisniveau dort im Allgemeinen reduzieren dürfte.

Abbildung 32 S3 – Strompreis im Jahresmittel je Marktgebiet



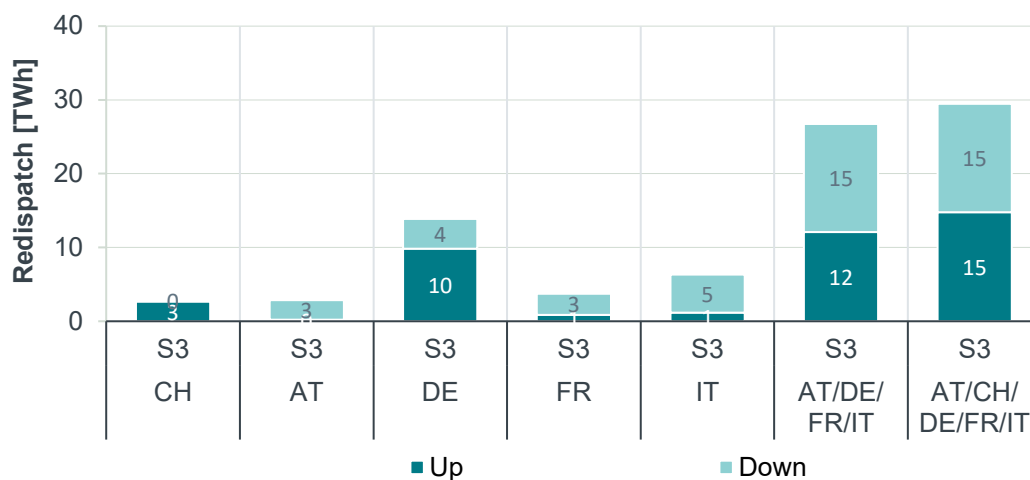
Quelle: Frontier Economics

### Redispatch

Der Blick auf die in Szenario S3 eingesetzten Redispatchmengen zeigt, dass durch die koordinierende Wirkung des FBMC-Handels deutlich weniger Engpässe auftreten und daher auch weniger Redispatchmengen eingesetzt werden müssen.

Da GSKs und PTFDs nur für vier typische Fälle definiert werden, kann es aufgrund von unterschiedlichen Marktreaktionen zu Abweichungen von den durch die GSKs und PTFDs prognostizierten Kraftwerkseinsätzen und Stromflüssen kommen. Die Konsequenz hiervon ist, dass gewisse CNECs trotz FBMC-Handel überlastet sind und ein Redispatch dieser Netzelemente notwendig wird.

Abbildung 33 S3 – Redispatchvolumen für ausgewählte Marktgebiete



Quelle: Frontier Economics

### Wohlfahrtseffekte

Für die Schweiz ergibt sich im Szenario 3 ein positiver Wohlfahrtseffekt von 150 Mio. € durch:

- Gestiegene Konsumentenrente (+92 Mio. €) und Engpassrente (+68 Mio. €). Im FBMC werden Engpassrenten anders verteilt. Damit wird die Schweiz für FBMC-Flüsse vergütet, die als Transite durch die Schweiz fließen. Vergütung für Transite gibt es heute bereits im Rahmen des ITC-Mechanismus (derzeit aber nur Zahlungen von circa 20 Mio. € für CH).
- Gesunkene Produzentenrente (–124 Mio. €).
- Geringere Redispatchkosten von 114 Mio. € im S3 im Vergleich zu SQ.

