



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICOM

Fachsekretariat

Extern

Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU

Einigung mit Core für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung

Bern, 12. November 2024

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	3
2	Erzielte Verbesserungen	3
3	Verbleibende Unsicherheiten.....	4
3.1	Governance.....	4
3.2	Parametrierung.....	4
4	Gesamtbeurteilung	5
5	Anhang: Glossar	5

1 Einführung

Mitte 2020 veröffentlichte die ElCom einen Bericht zum aktuellen Stand der Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU¹. Die Erläuterungen in diesem Bericht zur politischen Ausgangslage, den Bestrebungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen vom SAFA-Prozess sowie den EU-Rahmenbedingungen sind grundsätzlich immer noch aktuell. Zur Kapazitätsberechnungsregion Core (CCR Core²) stand damals, dass erste Ideen bzgl. der gegenseitigen Berücksichtigung im Kontext der Kapazitätsberechnung unter FBMC (flow-based market coupling) zwischen Swissgrid und Core-ÜNB ausgetauscht werden.

Nach umfangreichen konzeptionellen Arbeiten, Simulationen sowie zahlreichen Iterationen konnte Ende Oktober 2024 eine Einigung zwischen Swissgrid und den Core-ÜNB und der ElCom und den Core-NRAs (National Regulatory Authorities) erzielt werden. Dieser Bericht erläutert, was dies für die Schweiz bedeutet.

2 Erzielte Verbesserungen

Durch diese Methode:

- wird das CH-Netz in der Kapazitätsberechnung der EU CCR Core berücksichtigt und kann bei dessen Überlastung durch Core interne Flüsse (z.B. durch einen starken Austausch zwischen Deutschland und Frankreich) die Kapazität innerhalb von Core limitieren. Dies ist aktuell nicht der Fall, was die Netzsicherheit der Schweiz und der Region gefährdet und zu unfairen Kapazitätskürzungen auf den CH Grenzen führt. Dieser Mechanismus gilt zukünftig analog auch andersherum.
- ist die Berücksichtigung der CH-Flüsse in der 70%-Regel unserer Nachbarländer vertraglich verankert, was einseitige Kapazitätsreduktionen und somit das Auftreten des Szenarios «Keine Kooperation» der Frontierstudie³ weniger wahrscheinlich macht.
- werden die Nettotransferkapazität (NTC) auf dem CH Norddach (Swiss Northern Borders, SNB) von den SNB ÜNBs (Swissgrid, RTE, TransnetBW, Amprion und APG) gemeinsam und transparent berechnet. Diese erhöhte Koordination ist positiv für die Netzsicherheit der Region.
- wird bei Überlastungen die verfügbare Transportkapazität zwischen SNB und Core fair, transparent und mit sinnvollen Absicherungen aufgeteilt:
 - o Auf Netzelementen der Schweiz sind verschiedene Mechanismen vorgesehen, um genügend Kapazität für SNB Flüsse reservieren zu können.
 - o Überlastungen von Netzelementen in der Region Core fernab der Schweiz führen zu keiner Reduktion der SNB-NTC.
 - o Die Aufteilung der nötigen Kapazitätsreduktion zwischen SNB und Core erfolgt auf Basis einer (objektivierten) Marktprognose (NPF (Net Position Forecast)): die Kapazitäten werden auf Grenzen, wo ein höheres Preisgefälle erwartet wird, weniger reduziert, als auf Grenzen, wo ein kleineres Preisgefälle erwartet wird.

Zur Erinnerung: aktuell kann jeder ÜNB die Kapazität einseitig und intransparent kürzen.

¹https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/beruecksichtigungdesschweizernetzesinderkapazitaetsberechnung_dereu.pdf.download.pdf/Ber%C3%BCcksichtigung%20des%20Schweizer%20Netzes%20in%20der%20Kapazit%C3%A4tsberechnung%20der%20EU.pdf

² Core enthält 13 Länder: AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO

³ <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68521.pdf>

- gemäss den durchgeführten Simulationen bekommt die Schweiz durchschnittlich bei gleichen Bedingungen ähnliche Importkapazitäten wie mit dem aktuellen Mechanismus, aber leicht weniger Exportkapazitäten. Die Kapazitätswerte werden zudem auf Grund stündlicher Granularität der Berechnung und unter Berücksichtigung des NPF deutlich volatiler, d.h. die stündlichen Werte sind unterschiedlicher als bisher.

3 Verbleibende Unsicherheiten

So eindeutig die Vorteile der Methode für die Schweiz scheinen, gibt es aber noch Unsicherheiten aufgrund der Governance und aufgrund von Parametern, die noch im Rahmen der Implementierung definiert werden müssen:

3.1 Governance

Im Konzept ist ein «yearly review» vorgesehen und bei Änderungen ist eine erneute Validierung durch die NRAs nötig. Dies bringt für die Schweiz eine bedeutende Unsicherheit, denn je kürzer die Zeit zwischen zwei Validierungen ist, desto mehr Möglichkeiten haben die EU-Partner, die Kooperation mit der Schweiz erneut in Frage zu stellen. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn sich die politische Situation CH-EU erneut verschlechtern sollte. Dafür genügt es, wenn sich ein einzelner EU-Partner quer stellt, da das Prinzip der Einstimmigkeit für die Validierung gilt. Mit dieser Einigung wird daher das Szenario «Keine Kooperation» gemäss Frontier-Studie vorläufig wenig wahrscheinlich, kann aber dennoch mittelfristig nicht ausgeschlossen werden.

Die vorgesehene Kooperation beschränkt sich auf den Day-Ahead-Zeithorizont. Der Handel in den Intraday- und Balancing-Zeithorizonten nimmt aber mit dem Ausbau von Wind und Solar an Bedeutung zu. Es wird somit zunehmend wichtig, dass das Schweizer Netz auch bei diesen Zeithorizonten berücksichtigt wird, insbesondere weil näher an Echtzeit weniger operativer Handlungsspielraum für Korrekturmassnahmen besteht.

Die in den Methodendokumenten vorgesehene Implementierungsfrist ist Dezember 2025. Es ist erfreulich, dass die Frist auf anfangs Winter 2025/2026 festgelegt wurde, da die 70%-Regel ab Januar 2026 vollumfänglich gelten sollte, was die Notwendigkeit der Methode für die Netzsicherheit erhöht. Diese Frist steht aber in Konkurrenz mit anderen offiziellen EU-Fristen, die erfahrungsgemäss immer priorisiert werden. Es besteht somit noch grosse Unsicherheit bzgl. dem Go-Live der Kooperation.

Seitens der EU laufen weiter Bestrebungen, dass die CCRs Core und Italy North fusionieren. In einer solchen Konstellation benötigt es erneut Einigungen über den Einbezug des Schweizer Netzes. Auch dies führt dazu, dass die aktuelle Einigung hinfällig werden könnte.

3.2 Parametrierung

Bevor Kapazitätskürzungen im neuen koordinierten Prozess vorgenommen werden dürfen, müssen alle verfügbaren Entlastungsmassnahmen, auch solche mit Kostenfolge, eingesetzt werden. Zwar kann gemäss den Simulationen mit Mehrimport gerechnet werden, wertvolles Wasser für die Versorgungssicherheit am Ende des Winters könnte aber zunehmend für Redispatch eingesetzt werden und wäre somit wieder weniger verfügbar. Die ÜNBs (inkl. Swissgrid) haben einen gewissen Spielraum, welche Entlastungsmassnahmen – inkl. die Verfügbarkeit von Redispatch - als verfügbar gemeldet werden. Dies wird in der Implementierungsphase bestimmt und wird von der EICOM eng begleitet. Dies, um sicherzustellen, dass die Systemsicherheit für die CH Stromversorgung gewährleistet bleibt. Die Core-NRAs haben diese Bedenken im Grundsatz auch anerkannt.

Gemäss den durchgeführten Simulationen bekommt die Schweiz bei gleichen Bedingungen in einigen Fällen weniger Exportkapazitäten als mit dem aktuellen Mechanismus. Qualitative Auswertungen von Swissgrid haben aber gezeigt, dass dies bei der Implementierung in vielen Fällen nicht mehr vorkommen sollte, da Engpässe in Export-Richtung oft sehr lokal im CH-Netz gibt, wofür es Massnahmen gibt, die in den Simulationen noch nicht berücksichtigt worden sind.

Die Marktprognose NPF spielt in der Methode eine grosse Rolle. Die Parametrierung ist dabei zentral für das Funktionieren. Während der Implementierung sowie ab dem Go-Live wird es wichtig sein, das Verhalten des NPF zu beobachten, um allfällige Schwierigkeiten früh identifizieren zu können.

4 Gesamtbeurteilung

Bei der Begleitung des Entwicklungsprozesses hat sich die EICOM an folgenden Kriterien für die Gestaltung und Beurteilung der Lösung orientiert:

1. Sicherstellen der Netzsicherheit
2. Kompatibilität mit der Schweizer Gesetzgebung, insbesondere StromVG
3. (Technische) Diskriminierungsfreiheit gegenüber der Schweiz
4. Faire Kapazitätsberechnung und Kostenteilung

Diese Kriterien können mit der vorgeschlagenen Lösung nach Einschätzung der EICOM grundsätzlich als erfüllt beurteilt werden. Wie gut dies aber letztendlich der Fall sein wird, hängt aber noch von der endgültigen Parametrierung (siehe Kapitel Parametrierung) ab, die erst im Rahmen der Implementierung festgelegt wird. Insbesondere die Prinzipien bzgl. dem Einsatz von kostspieligen Entlastungsmassnahmen werden hier entscheidend sein. Dies wird die EICOM bis zur Implementierung eng begleiten und zusammen mit Swissgrid die CH-Interessen vertreten.

Grundsätzlich kann das Erreichen einer Einigung bzgl. dem Einbezug der Schweiz in der Core-Kapazitätsberechnung aus Sicht der Versorgungssicherheit als sehr positiv bewertet werden. Die oben beschriebenen Unsicherheiten bzgl. Governance, insbesondere die notwendige jährliche einstimmige Validierung, sind aber bedeutend und müssen bei der Beurteilung unbedingt berücksichtigt werden: Die Einigung mit Core trägt zur Schweizer Versorgungssicherheit nur etwas bei, solange dies im politischen Kontext akzeptiert wird. Dieses Risiko kann erst mit einer institutionellen Lösung mit der EU für den Strombereich mitigiert werden.

5 Anhang: Glossar

Abkürzung	Bedeutung
APG	Austrian Power Grid (Österreichischer Übertragungsnetzbetreiber)
CCR	Capacity Calculation Region
Core	CCR in der EU mit 13 Ländern: AT, DE, FR, LU, NL, BE, PL, CZ, HU, SK, SI, HR, RO
ITN	Italy North, CCR in der EU mit 4 Länder: AT, FR, IT, SI
FBMC	Flow-based Market Coupling
NPF	Net Position Forecast
NRA	National Regulatory Authority
NTC	Net Transfer Capacity
RTE	Réseau de Transport d'Electricité français (Französischer Übertragungsnetzbetreiber)
SNB	Swiss Northern Borders (CH-FR, CH-DE, CH-AT)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber