



Beschluss

Az. BK6-17-141

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung des geänderten Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) Hansa für die koordinierte Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 20 Abs. 2 VO (EU) 2015/1222

der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

der 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 2 –

unter Beteiligung

der Baltic Cable AB, Gustav Adolfs Torg 47, SE-21139 Malmö, Schweden, vertreten durch White & Case LLP, Graf-Adolf-Platz 15, 40213 Düsseldorf

– Beteiligte –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

durch ihren Vorsitzenden Christian Mielke,
ihren Beisitzer Dr. Jochen Patt
und ihren Beisitzer Jens Lück

am 17.12.2018 beschlossen:

1. Dem angehängten geänderten Ersuchen der Antragstellerinnen auf Erlaubnis zur Anwendung des Ansatzes der koordinierten Nettoübertragungskapazität als Kapazitätsberechnungsmethode in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa wird in der am 16.10.2018 eingereichten Fassung stattgegeben.
2. Der angehängte geänderte Vorschlag der Antragstellerinnen für die Methode zur koordinierten Kapazitätsberechnung in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa wird in der am 16.10.2018 eingereichten Fassung genehmigt.
3. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

1. Verfahrenshintergrund

Das Ziel der am 14. August 2015 in Kraft getretenen VO (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24.07.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement („CACM-VO“) besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und –vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten. Um dieses Ziel zu erreichen regelt die CACM-VO u.a., dass alle ÜNB der betreffenden Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Methode zur koordinierten Kapazitätsberechnung erarbeiten und den jeweiligen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorlegen (Art. 20 Abs. 2 CACM-VO). So soll eine zuverlässige Kapazitätsberechnung gewährleistet und sichergestellt werden, dass dem Markt optimale Kapazität zur Verfügung gestellt wird (Erwägungsgrund Nr. 6 der CACM-VO).

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (CCR Hansa)¹ für eine geänderte Methode zur koordinierten Kapazitätsberechnung („geänderter CCM-Vorschlag“) gemäß Art. 20 Absatz 2 CACM-VO. Ebenfalls betrifft das Verwaltungsverfahren die Stattgabe des Ersuchens der ÜNB der CCR Hansa zur Anwendung des Ansatzes der koordinierten Nettoübertragungskapazität (CNTC²) gemäß Art. 20 Abs. 7 CACM-VO.

Die CCR Hansa liegt zwischen der zentralen europäischen Kapazitätsberechnungsregion Core (CCR Core³) und der skandinavischen Kapazitätsberechnungsregion Nordic (CCR Nordic⁴). Sie besteht aus drei Gebotszonengrenzen mit grenzüberschreitenden Interkonnektoren⁵, und zwar zwischen der Gebotszone Dänemark 2 (DK2) und der Gebotszone Deutschland/Luxemburg (DE/LU), der Gebotszone Schweden 4 (SE4) und der Gebotszone Polen (PL) sowie der Grenze zwischen Dänemark 1 (DK1) und Deutschland/Luxemburg. Stromflüsse über die vorgenannten Gebotszonengrenzen erfolgen ausschließlich über diese Interkonnektoren. Anders als im normalerweise vermaschten Übertragungsnetz gibt es keine weiteren Leitungen, über die Strom von der einen in die andere Gebotszone fließen kann. Auch untereinander kann sich der Stromfluss nicht ungeplant auf einen anderen Interkonnektor der CCR Hansa verlagern. Die Verbindungen der CCR Hansa lassen sich daher als direkte Verbindungen ohne alternative Pfade bezeichnen.

Für die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität gibt es laut CACM-VO zwei zulässige Ansätze – den lastflussbasierten Ansatz und den CNTC-Ansatz. Primär sollte der lastflussbasierte Ansatz für die Berechnung der Day-Ahead- und Intraday-Kapazitäten verwendet werden, wenn bei der zonenübergreifenden Kapazität zwischen Gebotszonen eine hohe gegenseitige Abhängigkeit der Stromflüsse besteht. Dies ist insbesondere in stark vermaschten Netzen der Fall, in denen der Strom über verschiedene Pfade fließen kann.

¹ Die CCR (Capacity Calculation Region) Hansa wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 festgelegt und besteht aus den Gebotszonengrenzen Dänemark 1 – Deutschland/Luxemburg (DK1 – DE/LU) bewirtschaftet durch Energinet.dk und Tennet TSO GmbH; Dänemark 2 – Deutschland/Luxemburg (DK2 – DE/LU)

² CNTC (Coordinated Net Transfer Capacity – Koordinierte Nettoübertragungskapazität)

³ Die CCR Core wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 FR-BE, BE-NL, FR – DE/LU, NL – DE/LU, BE-DE/LU, DE/LU – PL, DE/LU – CZ, AT – CZ, AT – HU, AT – SI, CZ – SK, CZ – PL, HU – SK, PL-SK, HR – SI, HR – HU, RO – HU, HU – SI, DE/LU – AT.

⁴ Die CCR Nordic wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 festgelegt und besteht aus den Gebotszonengrenzen Dänemark 1 – Schweden 3 (DK1-SE3), Dänemark 2 – Schweden 4 (DK2-SE4), Dänemark 1 – Dänemark 2 (DK1-DK2), Schweden 4 – Schweden 3 (SE4-SE3), Schweden 3-Schweden 2 (SE3 – SE2), Schweden 2 – Schweden 1 (SE2-SE1), Schweden 3 – Finnland (SE 3 – FI), Schweden 1 – Finnland (SE1 – FI).

⁵ Interkonnektor wird hier als Oberbegriff sowohl für eine grenzüberschreitende Gleichstromverbindung (DC – Direct Current) als auch für eine grenzüberschreitende Wechselstromverbindung (AC – Alternate Current) verwendet.

So wird bei der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung nicht nur der Netzbereich an den jeweiligen Grenzkuppelstellen und deren unmittelbare elektrische Umgebung betrachtet, sondern ein weiter Einzugsbereich mit allen sich aus der Vermaschung des Übertragungsnetzes ergebenden Interdependenzen. Dazu werden sogenannte Energieflussverteilungsfaktoren ermittelt. Die Energieflussverteilungsfaktoren stellen dar, wie sich ein durch Handelsgeschäfte verursachter Stromaustausch auf die Lastflüsse auf allen Netzelementen auswirkt, welche signifikant durch den grenzüberschreitenden Handel beeinflusst werden. Diese Netzelemente werden auch als kritische Netzelemente bezeichnet. Erreicht der Lastfluss über ein kritisches Netzelement seinen zulässigen Grenzwert, limitiert dies die Höhe der für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität. Neben der Betrachtung eines weiten netzseitigen Einzugsbereichs ist weiteres wesentliches Merkmal der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung, dass korrespondierend dazu nicht nur die Strommärkte jeweils nur zweier Gebotszonen berücksichtigt werden, sondern dass die Nutzung der Übertragungskapazitäten über mehrere Gebotszonengrenzen hinweg auf Basis der Gebote der Marktteilnehmer über einen Marktkopplungsalgorithmus⁶ wohlfahrtsoptimiert bestimmt wird.

Der CNTC-Ansatz soll stattdessen lt. CACM-VO nur in Regionen angewandt werden, in denen bei der zonenübergreifenden Kapazität eine geringere gegenseitige Abhängigkeit von Stromflüssen besteht und wenn nachgewiesen werden kann, dass der lastflussbasierte Ansatz keinen zusätzlichen Nutzen hervorbringen würde (vgl. Erwägungsgrund Nr. 7 CACM-VO). Der CNTC-Ansatz basiert auf dem NTC⁷-Kapazitätsberechnungsmodell, wonach die Kapazitätswerte bilateral zwischen den benachbarten ÜNB abgestimmt werden. Dabei wird zur Ermittlung des NTC-Wertes die Einspeiseleistung aller Kraftwerke auf einer Seite der Grenze schrittweise erhöht und auf der anderen Seite der Grenze in gleicher Höhe schrittweise reduziert. Dieser Vorgang wird so lange fortgeführt, bis ein Netzelement unter Berücksichtigung des für die Sicherheit in Übertragungsnetzen maßgeblichen so genannten (n-1)-Kriteriums⁸ die Auslastungsgrenze erreicht hat. Jeder ÜNB führt diese Untersuchungen jeweils für sein eigenes Netz durch. Der niedrigere der beiden von den ÜNB ermittelten Werte wird als maximaler Kapazitätswert genommen. Davon wird eine Zuverlässigkeitsmarge⁹ abgezogen, um den NTC-Wert zu erhalten.

⁶ In den Marktkopplungsalgorithmus fließt die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten als zentrale Eingangsgröße für die Berechnung ein. Über den Algorithmus werden alle Gebote und Angebote, die von europäischen Strombörsen gesammelt werden, abgeglichen, wobei die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität auf wirtschaftlich optimale Weise vergeben wird. Die Marktkopplung gewährleistet, dass der Strom in der Regel aus Niedrigpreisgebieten in Hochpreisgebiete fließt.

⁷ NTC: Net Transfer Capacity

⁸ Das (n-1)-Kriterium besagt, dass auch bei Ausfall eines Betriebsmittels die Auslastungsgrenzen der verbleibenden Betriebsmittel nicht überschritten werden dürfen.

⁹ Zuverlässigkeitsmarge (TRM: Transmission Reliability Margin) - bezeichnet die Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität, um Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung abzudecken (Art. 2 Nr. 14 CACM-VO)

Ein NTC-basiertes Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität an der Gebotszonengrenze DK1 – DE/LU wurde am 24.08.2009 (Az. BK6-09-025) und an der Gebotszonengrenze DK2 – DE/LU (Kontek) am 30.07.2010 (Az. BK6-09-015) initial genehmigt.

Der in der CACM-VO angelegte CNTC-Ansatz entwickelt den bisherigen bilateralen NTC-Ansatz dahingehend fort, dass eine höhere Koordination über ein europaweites gemeinsames Netzmodell¹⁰ der ÜNB gemäß Art. 17 CACM-VO erreicht werden soll. Das gemeinsame Netzmodell ist ein Datensatz, der die Hauptmerkmale des elektrischen Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die Regeln für die Änderung dieser Merkmale während des Kapazitätsberechnungsprozesses beschreibt (vgl. Artikel 2 Abs. 2 CACM-VO). Ist in einer CCR die Anwendung des CNTC-Ansatzes vorgesehen, müssen die betroffenen ÜNB nachweisen, dass mit der Anwendung des lastflussbasierten Ansatzes gegenüber dem CNTC-Ansatz und unter der Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der CCR noch keine Verbesserung der Effizienz verbunden wäre (vgl. Art. 20 Abs. 7 CACM-VO).

2. Verfahrensverlauf

Mit E-Mail vom 15.09.2017 haben die Antragstellerinnen als deutsche ÜNB der CCR Hansa bei der Beschlusskammer den Vorschlag für eine gemeinsame Methode zur koordinierten Kapazitätsberechnung („CCM-Vorschlag“) sowie das Ersuchen auf Anwendung des CNTC-Ansatzes in der CCR Hansa („Ersuchen“) zur Genehmigung eingereicht. Mit Datum vom 19.09.2017¹¹ hat auch die letzte nationale Regulierungsbehörde der CCR Hansa den CCM-Vorschlag und das Ersuchen der ÜNB erhalten.

Der CCM-Vorschlag sowie das Ersuchen war zuvor Gegenstand einer öffentlichen europäischen Konsultation gemäß Art. 12 CACM-VO im Zeitraum vom 15.06.2017 bis 30.07.2017. Der CCM-Vorschlag und das Ersuchen wurden am 04.10.2017 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Stellungnahmefrist bis zum 30.10.2017 eingeräumt. Der Bundesnetzagentur sind daraufhin eine Stellungnahme der Baltic Cable AB und eine gemeinsame Stellungnahme der EFET¹², EURELECTRIC¹³, Nordenergi und MPP¹⁴ zugegangen.

¹⁰ Den Vorschlag zum europaweiten gemeinsamen Netzmodell der ÜNB (CGMM-Vorschlag) hat die Beschlusskammer mit Datum vom 11.05.2017 genehmigt (Az.: BK6-16-052)

¹¹ Maßgeblich für den Beginn der Entscheidungsfrist der Regulierungsbehörden von 6 Monaten ist der Zeitpunkt des Eingangs bei der nationalen Regulierungsbehörde, die den zu genehmigenden Vorschlag zuletzt erhalten hat, vgl. Art. 9 Abs. 10 S.3 CACM-VO.

¹² EFET: Verband der europäischen Energiehändler

¹³ EURELECTRIC: Union der Elektrizitätswirtschaft (Branchenverband)

¹⁴ MPP: Market Parties Platform (Kooperation von Energiewirtschaftsunternehmen in CWE)

Mit Datum vom 15.03.2018 haben die Regulierungsbehörden der CCR Hansa bei ACER¹⁵ eine viermonatige Verlängerung des Genehmigungszeitraums gemäß Art. 8 Abs. 1 VO (EG) 713/2009 beantragt. Dem Verlängerungsantrag hat ACER mit Entscheidung vom 16.04.2018 (Nr. 03/2018) stattgegeben und hat eine neue Entscheidungsfrist bis zum 19.07.2018 festgelegt.

Am 13.07.2018 wurde von den Regulierungsbehörden der CCR Hansa beschlossen, dass die ÜNB der CCR Hansa gemäß Art. 9 Abs. 12 CACM-VO zur Änderung des eingereichten CCM-Vorschlags und zur Änderung des Ersuchens auf Anwendung des CNTC-Ansatzes aufgefordert werden sollen („Änderungsverlangen“). Mit Schreiben vom 23.07.2018 hat die Beschlusskammer den Antragstellerinnen das gemeinschaftlich von den Regulierungsbehörden der CCR Hansa erstellte Änderungsverlangen zugestellt. Die Antragstellerinnen wurden aufgefordert, im Rahmen der Fristen des Artikels 9 Abs. 12 CACM-VO (innerhalb von zwei Monaten) einen geänderten CCM-Vorschlag sowie ein geändertes Ersuchen vorzulegen. Wesentliche Forderungen der Regulierer im Rahmen des Änderungsverlangens waren die Konkretisierung der Begründung für die Anwendung des CNTC-Ansatzes statt des lastflussbasierten Ansatzes und die Verbesserung und Vervollständigung der nach Art. 20 und 21 CACM-VO erforderlichen Methoden und Parameter.

Mit E-Mail vom 16.10.2018 wurde der gemäß dem Änderungsverlangen geänderte CCM-Vorschlag für eine gemeinsame Methode zur koordinierten Kapazitätsberechnung („geänderter CCM-Vorschlag“) sowie ein geändertes Ersuchen auf Anwendung des CNTC-Ansatzes („geändertes Ersuchen“) in der CCR Hansa zur Genehmigung eingereicht. Mit Datum vom 16.10.2018 hat auch die letzte nationale Regulierungsbehörde der CCR Hansa den geänderten CCM-Vorschlag und das geänderte Ersuchen erhalten. Der geänderte CCM-Vorschlag sowie das geänderte Ersuchen wurden am 07.11.2018 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Stellungnahmefrist von zwei Wochen bis zum 21.11.2018 eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin eine Stellungnahme der Baltic Cable AB erhalten.

Am 07.12.2018 haben die Vertreter der Regulierungsbehörden der CCR Hansa bekundet, den geänderten CCM-Vorschlag sowie das geänderte Ersuchen auf Anwendung des CNTC-Ansatzes in der CCR Hansa genehmigen zu wollen.

¹⁵ ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

3. Inhalte des geänderten CCM-Vorschlags

Der von den Antragstellerinnen am 16.10.2018 eingereichte geänderte CCM-Vorschlag sieht für die Kapazitätsberechnung in der CCR Hansa eine CNTC-Methode (Methode der koordinierten Nettoübertragungskapazität) vor. Im Zielzustand der Kapazitätsberechnungsmethode (dargestellt in Art. 19 des geänderten CCM-Vorschlags) sollen die so ermittelten Kapazitäten in die lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodelle der angrenzenden CCRs Nordic und Core einbezogen und wirtschaftlich optimiert über den Marktkopplungsalgorithmus vergeben werden. Zum Modell im Einzelnen:

Der Antrag sieht als ersten Schritt die Einrichtung der in Art. 27 Abs. 2 CACM-VO vorgesehenen Institution des sogenannten koordinierten Kapazitätsberechners (CCC¹⁶) vor. Dieser ist spätestens vier Monate nach der Entscheidung über die Kapazitätsberechnungsmethode in der CCR Hansa von den ÜNB gemeinsam einzurichten. Der Kapazitätsberechner berechnet die zonenübergreifende Kapazität als Input für die Marktkopplung im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich. Die Kapazitätsberechnung erfolgt dabei auf Basis des CNTC-Berechnungsansatzes. Gemäß den im geänderten CCM-Vorschlag beschriebenen Berechnungsvorschriften (vgl. mathematische Beschreibungen in Art. 4 und 12) werden die an einer Gebotszonengrenze auf DC-Interkonnektoren zu vergebenden verfügbaren Übertragungskapazitäten (ATC¹⁷) errechnet aus der Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze (TTC¹⁸) abzüglich der bereits vergebenen Kapazitäten (AAC¹⁹). Bei AC-Interkonnektoren wird eine Zuverlässigkeitsmarge abgezogen, um Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen. Auch bezüglich der Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS)²⁰, deren kommerzielle Inbetriebnahme auf der Gebotszonengrenze DK2-DE/LU für Mai 2019 geplant ist, legen die Antragstellerinnen eine mathematische Beschreibung der Kapazitätsberechnung vor. Die Besonderheit dieser grenzüberschreitenden Verbindung liegt darin, dass die Kapazität, die nicht für den Abtransport der Offshore-Windenergie der dänischen und deutschen Offshore Windparks (OWP) in das jeweilige nationale Stromnetz erforderlich ist, dem Markt für den grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen Deutschland und Dänemark zur Verfügung gestellt wird.

¹⁶ CCC: Coordinated Capacity Calculator: Bezeichnet die Funktionseinheit, die die Aufgabe hat, die Übertragungskapazität auf regionaler Ebene oder darüber zu berechnen (vgl. Art. 2 Nr. 11 CACM-VO).

¹⁷ ATC: Available Transfer Capacity

¹⁸ TTC: Total Transfer Capacity – entspricht dem maximalen Kapazitätsaustausch zwischen Gebotszonen

¹⁹ AAC: Already Allocated Capacity

²⁰ Mit der KF CGS sollen die Netzanbindungen der dänischen Offshore-Windparks (OWP) Kriegers Flak (DK) und der beiden deutschen OWP Baltic 1 und Baltic 1 miteinander verbunden werden mit dem Ziel, die Anbindungsleitungen der OWP auch als Interkonnektor mit ca. 400 MW Übertragungskapazität zu nutzen. Die KF CGS wird der bestehenden Gebotszonengrenze DK2- DE/LU der CCR Hansa zugeordnet.

Lt. Antrag haben die ÜNB der CCR Hansa dem CCC ausreichend im Voraus zum Day-Ahead- bzw. zum Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkt²¹ eine Liste kritischer Netzelemente zu übermitteln (vgl. Art. 5 des geänderten CCM-Vorschlags). Außerdem übermitteln die ÜNB der CCR Hansa dem CCC gemäß Art. 29 Abs. 1 CACM-VO rechtzeitig vor dem Day-Ahead- bzw. dem Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkt folgende Input-Parameter:

- Eingangsparameter gemäß der mathematischen Beschreibung in den Art. 4 und 12 des geänderten CCM-Vorschlags
- Betriebssicherheitsgrenzwerte²² und Ausfälle gemäß Art. 7 des geänderten CCM-Vorschlags
- Vergabebeschränkungen²³ gemäß Art. 8 des geänderten CCM-Vorschlags
- Die Zuverlässigkeitsmarge gemäß Art. 6 des geänderten CCM-Vorschlags
- Erzeugungsverlagerungsschlüssel²⁴ gemäß Art. 9 des geänderten CCM-Vorschlags und
- Verfügbare Entlastungsmaßnahmen²⁵ gemäß Art. 10 des geänderten CCM-Vorschlags

Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, ist das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung gemäß Art. 18 des geänderten CCM-Vorschlags anzuwenden. Der CCC hat die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung gemäß den in Art. 16 des geänderten CCM-Vorschlags beschriebenen Grundsätzen den ÜNB der CCR Hansa zur Validierung vorzulegen.

Die CNTC-Berechnungsmethode wird gemäß Art. 19 des geänderten CCM-Vorschlags schrittweise implementiert mit den folgenden Meilensteinen:

- 1. Einrichtung des CCC gemäß Art. 27 Abs. 2 CACM-VO;
- 2. Implementierung der Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Art. 17 CACM-VO;

²¹ Die zonenübergreifende Intraday-Kapazität wird mit der Vergabe verbindlich (Art. 71 CACM-VO); der Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt (Art. 69 CACM-VO) liegt – wie mit Beschluss BK6-16-291 vom 13.06.2017 genehmigt – 60 Minuten vor dem Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt.

²² Betriebssicherheitsgrenzwerte bezeichnet die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität (Art. 2 Nr. 7 CACM-VO).

²³ Vergabebeschränkungen bezeichnen die Beschränkungen, die bei der Kapazitätsvergabe einzuhalten sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten, und die nicht durch zonenübergreifende Kapazität abgebildet wurden oder die zur Verbesserung der Effizienz der Kapazitätsvergabe erforderlich sind (Art. 2 Nr. 6 CACM-VO).

²⁴ Erzeugungsverlagerungsschlüssel (GSK: Generation Shift Key) – bezeichnet eine Methode, mit der die Änderung einer Nettoposition einer bestimmten Gebotszone in Schätzwerte für eine Zunahme oder Senkung der Einspeisung im gemeinsamen Netzmodell umgerechnet wird (Art. 2 Nr. 12 CACM-VO)

²⁵ Entlastungsmaßnahmen bezeichnen Maßnahmen, die von einem oder mehreren ÜNB manuell oder automatisch zur Wahrung der Betriebssicherheit angewendet werden (Art. 2 Abs. 13 CACM-VO).

- 3. Implementierung der lastflussgestützten CCMs der angrenzenden CCRs Core und Nordic einschließlich der Erweiterten Hybridkopplung (AHC²⁶) für die Interkonnektoren in der CCR Hansa;
- 4. Implementierung der CCM für den Day-Ahead-Zeitbereich (Koordination eines sechsmonatigen Tests der Methode mit den CCR Nordic und Core gemäß Art. 20 Abs. 8 CACM-VO);
- 5. Die Einheitliche Intraday-Marktkopplungslösung (SIDC) kann lastflussgestützte Parameter anwenden und relevante ÜNB- und NEMO-Prozesse wurden entsprechend angepasst;
- 6. Implementierung der CCM für den Intraday-Zeitbereich.

Im Zielzustand der Kapazitätsberechnung sollen die Kapazitäten der Interkonnektoren der CCR Hansa im Zusammenspiel mit den noch auszugestaltenden und zu genehmigenden AHC-Modellen in den angrenzenden CCRs Core und Nordic bestimmt werden. Bei AHC handelt es sich um eine Weiterentwicklung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung. Dadurch soll eine detaillierte Modellierung des wechselseitigen Einflusses zwischen den Interkonnektoren auf der einen und den Lastflüssen im angrenzenden AC-Netz auf der anderen Seite ermöglicht werden. Insbesondere sollen die Auswirkungen der Lastflüsse in den vermaschten AC-Netzen der angrenzenden Regionen Core und Nordic auf die Lastflüsse in der Region Hansa berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass die Kapazitäten der CCR Hansa mit den Kapazitäten der angrenzenden CCRs (also auch mit Kapazitäten zwischen anderen Gebotszonen wie Niederlande, Polen oder Frankreich usw.) konkurrieren und durch den Marktkopplungsalgorithmus wirtschaftlich optimiert vergeben werden sollen. Somit soll eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa mit den Gebotszonengrenzen in den lastflussgestützten CCM der angrenzenden CCRs Core und Nordic gewährleistet werden.

Die im geänderten CCM-Vorschlag beschriebene CNTC-Methode in der CCR Hansa wird erst nach der Einführung von AHC in den angrenzenden CCRs Nordic und Core vollständig umgesetzt. Bis dahin werden die Kapazitäten der CCR Hansa gemäß dem verbesserten Prozess nach Art. 19 Abs. 2 und 3 des geänderten CCM-Vorschlags durchgeführt. D.h. der CCC der CCR Hansa berechnet mit seiner Ernennung und Betriebsaufnahme zwar die zonenübergreifende Kapazität, die ÜNB der CCR Hansa übermitteln die Ergebnisse ihrer Kapazitätsberechnungen für das eigene Netz an den CCC aber noch auf der Grundlage der aktuell genehmigten Methoden (vgl. Art. 19 Abs. 2 des geänderten CCM-Vorschlags).

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und insbesondere der diesem Beschluss angehängten geänderten Anträge Bezug genommen.

²⁶ AHC: Advanced Hybrid Coupling

II.

Dem geänderten Ersuchen der Antragstellerinnen auf Anwendung des CNTC-Ansatzes in der CCR Hansa gemäß Art. 20 Abs. 7 wird stattgegeben. Der geänderte CCM-Vorschlag der Antragstellerinnen für die koordinierte Kapazitätsberechnung in der CCR Hansa gemäß Art. 20 Abs. 2 VO (EU) 2015/1222 wird genehmigt.

1. Zulässigkeit der Anträge

Die Anträge sind zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der CACM-VO, gewahrt worden.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigungen gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-VO und Art. 20 Abs. 7 CACM-VO ergibt sich aus § 56 S. 1 Ziffer 1 EnWG i. V. m. Art. 9 Abs. 7 lit. a CACM-VO i. V. m. Art. 18 Abs. 3 lit. b, Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EG) 714/2009 (Stromhandels-VO), die der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG i. V. m. § 56 Abs. 2 S. 2 EnWG.

Die Antragstellerinnen haben der Beschlusskammer den geänderten CCM-Vorschlag und das geänderte Ersuchen auf Anwendung des CNTC-Ansatzes mit Eingang am 16.10.2018 innerhalb der Frist von zwei Monaten nach Zustellung des Änderungsverlangens der Regulierungsbehörden der CCR Hansa fristgerecht zur Genehmigung eingereicht.

Der dem geänderten CCM-Vorschlag und dem geänderten Ersuchen zugrunde liegende CCM-Vorschlag ist durch die ÜNB der CCR Hansa ausreichend mit den Interessenträgern konsultiert worden. Es wurde bezüglich des am 15.09.2017 eingereichten CCM-Vorschlags eine Konsultation gemäß Art. 12 CACM-VO im Zeitraum vom 15.06.2017 bis 30.07.2017 ordnungsgemäß durchgeführt. Die Antragstellerinnen haben die eingegangenen Stellungnahmen ausreichend gemäß Artikel 12 Abs. 3 CACM-VO dokumentiert und ausgewertet und teilweise übernommen, andernfalls klar und fundiert kenntlich gemacht, warum sie keine Berücksichtigung im Vorschlag finden konnten. Die Ergebnisse der Bewertungen durch die Antragstellerinnen sind mit der CACM-VO vereinbar.

2. Begründetheit der Anträge

Die Anträge sind auch begründet. Sie erfüllen die Vorgaben und Regelungen der Art. 9, 20 und 21 ff. CACM-VO und stehen im Einklang mit den Zielen der CACM-VO. Alle laut CACM-VO erforderlichen Methoden und deren Parameter sind hinreichend ausführlich beschrieben. Die Forderungen des Änderungsverlangens der Regulierer sind ebenfalls hinreichend umgesetzt worden.

2.1 Die Voraussetzung für die Anwendung von CNTC in der CCR Hansa ist nach Art. 20 Abs. 7 CACM-VO erfüllt

Die Antragstellerinnen haben gemäß Art. 20 Abs. 7 CACM-VO in einer separaten Anlage zum geänderten CCM-Antrag²⁷ darum ersucht, den CNTC-Ansatz in der CCR Hansa anzuwenden. Diesem Ersuchen wird stattgegeben.

Die ÜNB legen nachvollziehbar dar, dass mit der Anwendung der Kapazitätsberechnungsmethode auf Basis des lastflussbasierten Ansatzes gegenüber dem CNTC-Ansatz und unter Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der CCR Hansa keine Verbesserung der Effizienz verbunden wäre.

Die ÜNB führen im Detail unter Zugrundelegung einer schematischen Grafik aus, dass alle Interkonnektoren der CCR Hansa, einschließlich der Grenze DK1 - DE/LU, aufgrund der Topologie direkte Verbindungen von A nach B ohne alternative Pfade sind. Es können daher keine ungeplanten Lastflüsse in andere Teile des Netzes auftreten. In vermaschten Netzen, wie dem kontinentaleuropäischen Netz oder dem Wechselstromnetz der nordischen Länder, bietet der lastflussbasierte Ansatz durch die Modellierung der simultanen Einflüsse des grenzüberschreitenden und sich über mehrere Gebotszonengrenzen erstreckenden Handels auf kritische Netzelemente einen starken Mehrwert. In radialen Verbindungen und auf HGÜ-Leitungen – wie es vorliegend in der Region Hansa der Fall ist – nimmt der Leistungsfluss jedoch einen vorgegebenen Pfad über die Gebotszonengrenze. Hier zeigt die lastflussgestützte Kapazitätsberechnung gegenüber dem CNTC-Ansatz keinen Vorteil. Dies liegt zum einen daran, dass es sich bei der Mehrzahl der Interkonnektoren der Region Hansa um DC²⁸-Verbindungen handelt. Bei diesen wird die Höhe des Stromflusses entsprechend den Marktergebnissen eingestellt. Ungeplante Verlagerungen der Stromflüsse, wie sie üblicherweise in vermaschten AC²⁹-Netzen auftreten können, sind daher nicht möglich.

Im Falle des AC-Interkonnektors zwischen der Gebotszone DK1 und der Gebotszone DE/LU liegt es daran, dass DK1 mit dem restlichen skandinavischen Raum nur über DC-Interkonnektoren verbunden ist. Beide Methoden – die lastflussbasierte sowie die CNTC-Methode – führen in der CCR Hansa zu denselben Ergebnissen.

²⁷ Titel der Anlage: „Antrag für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa auf Erlaubnis zur Anwendung von CNTC als Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 20 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement“

²⁸ DC – Direct Current

²⁹ AC – Alternate Current

Darüber hinaus haben die Antragstellerinnen auch eine Simulationsbewertung durchgeführt, die vier grenzüberschreitende 400-kV-Stromkreise an der Gebotszonengrenze DK1 - DE/LU in die Betrachtung einbezieht. Die Simulation einer Abschaltung eines der vier Stromkreise zeigt, dass sich der Lastfluss über die verbleibenden drei grenzüberschreitenden Stromkreise auf 100 % des gesamten Lastflusses vor dem Ausfall summiert. Dies belegt, dass alle Austausche zwischen der Gebotszone DK1 und der Gebotszone DE/LU ausschließlich über die Gebotszonengrenze DK1 - DE-LU erfolgen. Demzufolge ist vorliegend eine CNTC-Methode geeignet, da keine Leistungsflüsse berücksichtigt werden müssen, die die Gebotszonengrenze nicht überschreiten. Eine zeit- und ressourcenaufwändige Einführung der lastflussbasierten Methode in der CCR Hansa ist nach Ansicht der ÜNB unter diesen Voraussetzungen nicht verhältnismäßig. Die Beschlusskammer erachtet diese Ausführungen als nachvollziehbar und zutreffend.

2.2 Der geänderte CCM-Vorschlag erfüllt die Anforderungen nach Art. 21 Abs. 1 lit. a) CACM-VO

Der geänderte CCM-Vorschlag enthält wie in Art. 21 Abs. 1 lit. a) CACM-VO gefordert für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich (Day-Ahead und Intraday) folgende Methoden zur Berechnung der Input-Daten für die Kapazitätsberechnung:

- (1) eine Methode zur Festlegung der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Art. 22 CACM-VO (vgl. Art. 6 des geänderten CCM-Vorschlags);
- (2) die Methoden zur Festlegung der Betriebssicherheitsgrenzwerte, der für die Kapazitätsberechnung relevanten Ausfälle und der Vergabebeschränkungen, die gemäß Art. 23 CACM-VO angewandt werden können (vgl. Art. 7 und 8 des geänderten CCM-Vorschlags);
- (3) die Methode zur Festlegung der Erzeugungsverlagerungsschlüssel gemäß Art. 24 CACM-VO (vgl. Art. 9 des geänderten CCM-Vorschlags) und
- (4) die Methode zur Festlegung der bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen gemäß Art. 25 CACM-VO (vgl. Art. 10 des geänderten CCM-Vorschlags).

(1) Die in Art. 6 des geänderten CCM-Vorschlags beschriebene Methode zur Festlegung der Zuverlässigkeitsmarge entspricht den Vorgaben des Art. 22 CACM-VO. Die Methode zur Festlegung der Zuverlässigkeitsmarge bezieht sich zutreffend nur auf AC-Interkonnektoren, da auf den DC-Interkonnektoren keine ungeplanten Stromflüsse auftreten können. Die Methode umfasst gemäß Art. 22 Abs. 1 CACM-VO zwei Schritte. Im ersten Schritt wird eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung erwarteten Lastflüssen und den in Echtzeit auftretenden Lastflüssen geschätzt. Im zweiten Schritt wird eine Zuverlässigkeitsmarge durch die Ableitung eines Wertes von der Wahrscheinlichkeitsverteilung berechnet.

Die Antragstellerinnen beschreiben wie in Art. 22 Abs. 3 CACM-VO gefordert auch Grundsätze für die Harmonisierung der Ableitung der Zuverlässigkeitsmarge von der Wahrscheinlichkeitsverteilung. Demnach sind die Input-Daten für die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge von den beteiligten ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren und gemeinsam zu vereinbaren (vgl. Art. 6 Abs. 5 des geänderten CCM-Vorschlags).

(2) Die in Art. 7 und 8 des geänderten CCM-Vorschlags beschriebenen Methoden zur Festlegung der relevanten Betriebssicherheitsgrenzwerte und Vergabebeschränkungen entsprechen den Vorgaben des Art. 23 CACM-VO. Die Antragstellerinnen erklären in Art. 7 Abs. 1 des geänderten CCM-Vorschlags, dass die in der Kapazitätsberechnung verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen dieselben sind, die auch in der gemäß Art. 72 SO-VO³⁰ durchzuführenden Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden. Die Methode zur Koordination der Betriebssicherheitsanalysen unter den europäischen ÜNB nach Art. 75 SO-VO ist der Beschlusskammer zur Genehmigung vorgelegt worden. Art. 8 des geänderten CCM-Vorschlags über die Methode zur Vergabebeschränkung folgt den Vorgaben des Art. 23 Abs. 3 CACM-VO. Demnach werden solche Beschränkungen festgelegt anhand von

- Beschränkungen, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten, und die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können oder
- Beschränkungen, die die ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung steigern sollen.

Gemäß diesen Vorgaben sind gemäß Art. 8 Abs. 1 lit. a) – d) des geänderten CCM-Vorschlags Regelungen zum Mindestproduktionsniveau³¹ in einer Gebotszone, zur Begrenzung des kombinierten Imports bzw. Exports aus einer Gebotszone, zur maximalen Lastflussänderung in DC-Leitungen zwischen Marktzeiteinheiten (Ramping-Beschränkungen) und zu impliziten Verlustfaktoren³² in DC-Leitungen zu berücksichtigen.

(3) In Art. 9 des geänderten CCM-Vorschlags ist – wie in Art. 24 CACM-VO gefordert – eine Methode zur Ermittlung der Erzeugungsverlagerungsschlüssel³³ enthalten.

³⁰ SO-VO (System Operation Verordnung) – Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

³¹ Das Mindestproduktionsniveau in einer Gebotszone ist ggf. sicherzustellen, um eine Mindestanzahl von Erzeugungsanlagen zu garantieren, die u.a. in der Lage sind, die zur Spannungsstützung benötigte Blindleistung zu liefern (vgl. Art. 8 Abs. 2 des geänderten CCM-Vorschlags)

³² Ein impliziter Verlustfaktor an DC-Leitungen stellt sicher, dass die DC-Leitung keinen Lastfluss führt, soweit nicht der Allgemeinwohlnutzen die Kosten der entsprechenden Verluste überwiegt (vgl. Art. 8 Abs. 5 des geänderten CCM-Vorschlags)

³³ Erzeugungsverlagerungsschlüssel sind Annahmen, inwiefern spezielle Erzeugungseinheiten der entsprechenden Zonen an einem bestimmten Stromtausch (Produktionsanstieg oder –rückgang) beteiligt sind.

Die Erzeugungsverlagerungsschlüssel sollen in den Kapazitätsberechnungsmethoden der angrenzenden CCR (Core und Nordic) unter Anwendung eines lastflussgestützten Kapazitätsberechnungsansatzes definiert werden.

(4) Die in Art. 10 des geänderten CCM-Vorschlags beschriebene Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen entspricht den Vorgaben des Art. 25 CACM-VO. Gemäß Art. 25 Abs. 1 CACM-VO legt jeder ÜNB einer CCR individuell fest, welche verfügbaren Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen sind (entsprechende Ausführung in Art. 10 Abs. 3 des geänderten CCM-Vorschlags). Weiter ist gemäß Art. 25 Abs. 2 und 3 CACM-VO der Einsatz von zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen und deren Anwendung im Echtzeitbetrieb mit den übrigen ÜNB der CCR abzustimmen. Alle ÜNB der CCR haben sich dabei auf die Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, die das Tätigwerden von mehr als einem ÜNB der CCR erforderlich machen, zu verständigen (entsprechende Ausführungen in Art. 10 Abs. 6 des geänderten CCM-Vorschlags). Gemäß Art. 25 Abs. 4 CACM-VO stellen die ÜNB sicher, dass Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden. Dabei gilt die Voraussetzung, dass die nach der Berechnung verbleibenden verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zusammen mit der Zuverlässigkeitsmarge nach Art. 22 CACM-VO ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten (entsprechende Ausführungen in Art. 10 Abs. 4 des geänderten CCM-Vorschlags). Gemäß Art. 25 Abs. 5 CACM-VO berücksichtigen die ÜNB kostenneutrale Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung (Art. 10 Abs. 1 des geänderten Antrags). Letztlich ist auch die Vorgabe des Art. 25 Abs. 6 CACM-VO erfüllt, wonach jeder ÜNB sicherstellt, dass die bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen für die Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche dieselben sind, vorbehaltlich der technischen Verfügbarkeit für den jeweiligen Zeitbereich (entsprechende Ausführung in Art. 10 Abs. 5 des geänderten CCM-Vorschlags).

2.3 Der geänderte CCM-Vorschlag erfüllt die Anforderungen nach Art. 21 Abs. 1 lit. b) CACM-VO

Der geänderte CCM-Vorschlag enthält wie in Art. 21 Abs. 1 lit. b) CACM-VO gefordert eine ausführliche Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes, die folgende Bestandteile enthält:

- (1) Eine mathematische Beschreibung des angewandten Kapazitätsberechnungsansatzes mit verschiedenen Input-Daten für die Kapazitätsberechnung (vgl. Art. 4 und 12 des geänderten CCM-Vorschlags);
- (2) Regeln zur Auswahl kritischer Netzelemente und zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch (vgl. Art. 5 des geänderten CCM-Vorschlags);

- (3) Vorschriften zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität (vgl. Art. 11 und 15 des geänderten CCM-Vorschlags);
- (4) Regeln für die Anpassung der Lastflüsse auf kritischen Netzelementen oder der zonenübergreifenden Kapazität aufgrund von Entlastungsmaßnahmen gemäß Art. 25 CACM-VO (vgl. Art. 10 des geänderten CCM-Vorschlags) und
- (5) für den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität die Regeln für die effiziente Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Gebotszonengrenzen (vgl. Art. 17 des geänderten CCM-Vorschlags).

Eine mathematische Beschreibung der Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Berechnung der auf kritischen Netzelementen verfügbaren Margen (Art. 21 Abs. 1 lit. b) v)) sowie Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Kapazitätsberechnungsregionen (Art. 21 Abs. 1 lit. b) vii)) sind nicht beizubringen, da es sich bei der beantragten Kapazitätsberechnungsmethode um einen CNTC-basierten Ansatz handelt.

(1) Die Art. 4 und 12 des geänderten CCM-Vorschlags enthalten ausführliche mathematische Beschreibungen für die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität (ATC) sowohl für den Day-Ahead- als auch für den Intraday-Zeitbereich auf den DC- und AC-Leitungen, sowie auf der KF CGS in der CCR Hansa.

(2) Art. 5 des geänderten CCM-Vorschlags beschreibt die Regeln für die Auswahl kritischer Netzelemente und zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch. Gemäß Art. 5 Abs. 3 des geänderten CCM-Vorschlags werden nur die Interkonnektoren der CCR Hansa als kritische Netzelemente in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigt. Kritische Netzelemente in den an die Interkonnektoren der CCR Hansa angrenzenden Netzen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Leitungen der CCR Hansa und den angrenzenden Netzen reflektieren, werden in den lastflussbasierten Parametern der CCR Nordic und CCR Core nach deren jeweiligen zu genehmigenden Methoden für die Auswahl kritischer Netzelemente und nach den dortigen Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch ermittelt (vgl. Art. 5 Abs. 2 des geänderten CCM-Vorschlags). Damit werden doppelte und sich u. U. sogar widersprechende Vorgaben zur Auswahl und Behandlung kritischer Netzelemente vermieden.

(3) Die Art. 11 und 15 des geänderten CCM-Vorschlags enthalten Vorschriften für die Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener Kapazität (AAC) sowohl für den Day-Ahead- als auch für den Intraday-Zeitbereich. Für den Day-Ahead-Zeitbereich sind die für nominierte physikalische Übertragungsrechte vergebenen Kapazitäten, die für den zonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebenen Kapazitäten sowie die für die KF CGS prognostizierte Windstromerzeugung des/der OWP zu berücksichtigen (vgl. Art. 11 Abs. 1 lit. a – c des geänderten CCM-Vorschlags).

Für den Intraday-Zeitbereich kommt zusätzlich die Berücksichtigung der bereits im Day-Ahead-Markt nominierten Kapazität hinzu (vgl. Art. 15 Abs. 1 lit. c des geänderten CCM-Vorschlags).

(4) Die zu beschreibende Regel für die Anpassung von Lastflüssen ist in Art. 10 Abs. 7 des geänderten Antrags enthalten. Die Regel sieht vor, dass der CCC der CCR Hansa – sofern Entlastungsmaßnahmen gemäß der CCM angewendet werden – die Kapazität auf den Interkonnektoren der CCR Hansa, auf welche sich die Entlastungsmaßnahme in einer Richtung auswirkt, gemäß der Methode nach Art. 25 CACM-VO (auch beschrieben unter Punkt 2.3) anpasst.

(5) Art. 17 des geänderten CCM-Vorschlags beschreibt die Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente. Da die Interkonnektoren der CCR Hansa die einzigen kritischen Netzelemente sind, die in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden, wird keines dieser Elemente oder deren Lastflusskapazitäten zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa gemäß Art. 21 Abs. 1 lit. b (vi) oder zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und anderer CCR gemäß Art. 21 Abs. 1 lit b (vii) geteilt.

2.4 Der geänderte CCM-Vorschlag erfüllt die Anforderungen nach Art. 21 Abs. 1 lit. c) CACM-VO

Der geänderte CCM-Vorschlag enthält auch wie in Art. 21 Abs. 1 lit. c) CACM-VO gefordert eine Methode für die Validierung der zonenübergreifenden Kapazität gemäß Art. 26 CACM-VO. Den Prozess der Validierung legen die ÜNB der CCR Hansa in Art. 16 des geänderten CCM-Vorschlags dar. Demnach validiert jeder ÜNB einer CCR die für seine Gebotszonengrenzen oder kritischen Netzelemente relevanten vom CCC übermittelten zonenübergreifenden Kapazitäten und hat das Recht sie zu korrigieren.

Wesentliche Grundsätze des Validierungsprozesses sind die Möglichkeit der Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität aus Gründen der Betriebssicherheit gemäß Art. 26 Abs. 3 CACM-VO (vgl. Art. 16 Abs. 1 des geänderten CCM-Vorschlags), die Abstimmungserfordernisse zwischen benachbarten CCC gemäß Art. 26 Abs. 4 CACM-VO (vgl. Art. 16 Abs. 8 des geänderten CCM-Vorschlags) und ein Bericht des CCC über die vorgenommenen Reduzierungen in der CCR Hansa an alle Regulierungsbehörden der CCR Hansa alle drei Monate gemäß Art. 26 Abs. 5 der CACM-VO (vgl. Art. 16 Abs. 10 des geänderten CCM-Vorschlags).

2.5 Der geänderte CCM-Vorschlag erfüllt die Anforderung nach Art. 21 Abs. 2 CACM-VO

Der geänderte CCM-Vorschlag enthält auch wie in Art. 21 Abs. 2 CACM-VO gefordert für den Intraday-Zeitbereich eine Angabe, wie häufig die Kapazität gemäß Art. 14 Abs. 4 CACM-VO neu berechnet wird. Die ÜNB der CCR Hansa führen dies in Art. 13 des geänderten CCM-Vorschlags aus.

Demnach wird die Gesamtübertragungskapazität für den Intraday-Zeitbereich neu beurteilt, wenn aktualisierte gemeinsame Intraday-Netzmodelle verfügbar sind – mindestens jedoch einmal im Intraday-Zeitbereich. Auch im Fall unvorhergesehener Ereignisse auf den Interkonnektoren der CCR Hansa wird die Gesamtübertragungskapazität für den Intraday-Zeitbereich neu beurteilt, sofern diese die zonenübergreifende Kapazität beeinträchtigen würden.

2.6 Der geänderte CCM-Vorschlag erfüllt die Anforderung nach Art. 21 Abs. 3 CACM-VO

Der geänderte CCM-Vorschlag enthält wie in Art. 21 Abs. 3 CACM-VO gefordert ein Ausweichverfahren für den Fall, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt. In Art. 18 des geänderten CCM-Vorschlags wird das Ausweichverfahren beschrieben. Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, berechnen die betroffenen ÜNB die zonenübergreifenden Kapazitäten bilateral. Die zonenübergreifende Kapazität wird unter Verwendung des kleineren an der betreffenden Gebotszonengrenze berechneten Wertes ermittelt.

2.7 Der geänderte CCM-Vorschlag erfüllt die Anforderungen nach Art 9 Abs. 9 CACM-VO

Gemäß Art. 9 Abs. 9 CACM-VO muss ein Vorschlag für Geschäftsbedingungen oder Methoden, um den es sich bei dem geänderten CCM-Vorschlag handelt, sowohl einen Zeitplan für die Umsetzung als auch eine Beschreibung der voraussichtlichen Auswirkungen auf die Ziele der CACM-VO enthalten. Die Antragstellerinnen erfüllen die Vorgabe, indem sie in Art. 19 des geänderten CCM-Vorschlags einen Implementierungsplan beschreiben.

In der Präambel des geänderten CCM-Vorschlags werden zudem die Auswirkungen auf die Zielsetzungen der CACM-VO beschrieben. Diese sind insbesondere gerichtet auf die Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, eines diskriminierungsfreien Zugangs zu gebotszonenübergreifender Kapazität, Transparenz der Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität und Gewährleistung der Betriebssicherheit.

Der geänderte CCM-Vorschlag sichert eine optimale Nutzung der Übertragungskapazität, da die Kapazitäten der CCR Hansa vollständig in den lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethoden der angrenzenden CCRs Core und Nordic berücksichtigt und auf der Grundlage wirtschaftlicher Effizienz während der Kapazitätsvergabe innerhalb der Marktkopplung optimiert werden. Hierdurch werden alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa und den angrenzenden CCRs gleich behandelt und es wird ein diskriminierungsfreier Zugang zu gebotszonenübergreifender Kapazität ermöglicht. Der geänderte CCM-Vorschlag gewährleistet auch eine vollständige Transparenz der Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität, was zu einem besseren Verständnis der Marktteilnehmer führt.

Die Gewährleistung der Betriebssicherheit wird im geänderten CCM-Vorschlag insbesondere durch die Definition von Zuverlässigkeitsmargen und Betriebssicherheitsgrenzwerten sichergestellt.

2.8 Die Forderungen aus dem Änderungsverlangen der Regulierer sind hinreichend umgesetzt worden

Den Forderungen der Regulierer im Rahmen des Änderungsverlangens vom 23.07.2018 sind die Antragstellerinnen mit ihrem geänderten CCM-Vorschlag und dem geänderten Ersuchen vom 16.10.2018 hinreichend nachgekommen.

Insbesondere wurde die Begründung für die Anwendung des CNTC-Ansatzes statt des lastflussbasierten Ansatzes in der CCR Hansa gemäß Art. 20 Abs. 7 CACM-VO im geänderten Ersuchen konkretisiert. Im geänderten CCM-Vorschlag wurden auch die Beschreibungen der erforderlichen Methoden und Parameter nach Art. 20 und 21 CACM-VO detailliert und vervollständigt.

2.9 Bewertung der Stellungnahmen

Zu dem am 15.09.2017 bei der Beschlusskammer eingereichten CCM-Vorschlag haben die Baltic Cable AB (Schreiben vom 19.10.2017) und in einer gemeinsamen Stellungnahme die EFET, EURELECTRIC, Nordenergi und MPP (Schreiben vom 20.10.2017) Anmerkungen eingereicht. Zu dem am 16.10.2018 eingereichten geänderten CCM-Vorschlag hat die Baltic Cable AB nochmals Stellung genommen (Schreiben vom 21.11.2018).

Die Baltic Cable AB hebt in ihrer Stellungnahme vom 21.11.2018 nochmals die aus ihrer Sicht wichtigen Kritikpunkte hervor. Zu den Stellungnahmen im Einzelnen:

2.9.1 Fehlende Methode zur Berechnung zonenübergreifender Kapazität

Die Baltic Cable AB kritisiert den geänderten CCM-Vorschlag dahingehend, dass er keine Methode zur Berechnung von zonenübergreifenden Kapazitäten enthielte. Art. 4 des geänderten CCM-Vorschlags beschreibe nur die Berechnung von Eingabewerten für die CCM der benachbarten CCRs Core und Nordic. Die tatsächlichen zonenübergreifenden Kapazitäten würden dann von den CCMs der angrenzenden Regionen berechnet.

Die Beschlusskammer hält diese Kritik für unbegründet. Die gemäß Art. 21 Abs. 1 lit. b) i) CACM-VO im geänderten CCM-Vorschlag dargestellten mathematischen Beschreibungen zur Kapazitätsberechnung (CNTC) enthalten alle laut CACM-VO notwendigen Berechnungsparameter und geben als Ergebnis ATC-Werte, also die maximal möglichen Kapazitätswerte unter Berücksichtigung der Betriebssicherheit und der bereits vergebenen Kapazitäten für alle grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen der CCR Hansa als Berechnungsergebnis aus. Im Zielzustand der Kapazitätsberechnungsmethode sollen die Kapazitäten nach einer wirtschaftlichen Optimierung im Zusammenspiel mit den lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodellen der angrenzenden CCRs Nordic und Core über den Marktkopplungsalgorithmus vergeben werden. Die beantragte Methode beschreibt die Abfolge der Schritte zur Erreichung des Zielzustandes und das Vorgehen zur Bestimmung der Kapazitäten im Zielzustand in der gegenwärtig möglichen Genauigkeit. Die konkreten Modalitäten der Berechnung der Kapazitäten über den AHC-Ansatz sind Gegenstand zukünftiger gesonderter Genehmigungsverfahren zur Kapazitätsberechnung. Damit ist sichergestellt, dass die Kapazitätsberechnung auch im Zielzustand einer regulatorischen Kontrolle unterworfen ist.

Entgegen der Darstellung der Baltic Cable AB ist laut CACM-VO auch nicht gewollt, dass die Kapazitäten der CCR Hansa nur isoliert in dieser Region berechnet und vergeben werden. Aufgrund der besonderen Topologie der CCR Hansa (radiale grenzüberschreitende Verbindungen und geringer Vermaschungsgrad) fungiert die Region als ein „Bindeglied“ zwischen den lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethoden der angrenzenden CCRs Nordic und Core. Um eine regionenübergreifend möglichst optimale Kapazitätsberechnung zu realisieren, müssen die CNTC-basierten Kapazitäten der CCR Hansa zu den lastflussbasierten Kapazitäten der CCRs Nordic und Core ins Verhältnis gesetzt und dürfen gerade nicht isoliert für sich alleine ermittelt werden. Wäre letzteres der Fall, müssten die angrenzenden CCRs die grenzüberschreitenden Stromflüsse aus der CCR Hansa, die auf Teile der angrenzenden Netze erhebliche Auswirkungen haben können, als gegeben annehmen, ohne dass vorher eine gemäß der Art. 38 und 51 CACM-VO geforderte Wohlfahrtsoptimierung stattfindet. Über den AHC-Ansatz erfolgt eine wirtschaftlich optimierte Vergabe aller Kapazitäten unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen der verschiedenen CCRs.

2.9.2 Keine Gewährleistung der Nichtdiskriminierung zonenübergreifender Austausche

Ein weiterer Kritikpunkt der Baltic Cable AB zum geänderten CCM-Vorschlag wie auch der E-FET, EURELECTRIC, Nordenergi und MPP zum ursprünglichen CCM-Vorschlag ist, dass die Nichtdiskriminierung von zonenübergreifenden Austauschen nicht gewährleistet sei. Art. 5.3 des geänderten CCM-Vorschlags besage, dass eine Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen verhindert werde, da nur Interkonnektoren der CCR Hansa berücksichtigt würden und daher eine Diskriminierung nicht möglich sei.

Diese Aussage sei falsch und lasse die Tatsache außer Acht, dass die CCR Hansa faktisch den angrenzenden CCR Core und Nordic untergeordnet würden. Mit dem vorliegenden geänderten CCM-Vorschlag könnten insbesondere interne Engpässe, z.B. innerdeutsche Engpässe, durch Begrenzung des zonenübergreifenden Austausches in der CCM Hansa bewältigt werden. Ein solches Ergebnis sei inakzeptabel, solange eine auf Rentabilität basierende Begründung für eine solche Praxis fehle.

Die Beschlusskammer teilt die dargestellten Kritikpunkte und Schlussfolgerungen nicht. Wie bereits in Punkt 2.9.1 beschrieben liegt die CCR Hansa zwischen zwei lastflussbasierten Systemen. Ohne die beidseitige Anwendung des AHC würde der grenzüberschreitende Handel in den CCRs Nordic und Core benachteiligt. In den jeweiligen Kapazitätsberechnungen der CCRs Nordic und Core müssten vorab die vollen Kapazitäten aus der CCR Hansa als vergeben angenommen werden, um mögliche Überlastungen im Netz auszuschließen. Demnach würden die Kapazitäten in den CCRs Nordic und Core stetig und pauschal reduziert. Dies führte zu einer Besserstellung der grenzüberschreitenden Kapazitäten der Region Hansa zu Lasten der Kapazitäten der Regionen Core und Nordic. Nur mit der Anwendung des AHC werden die Handelsflüsse aller CCRs gleich behandelt, da die Auslastung der Netze im Rahmen der Marktkopplung wohlfahrtsoptimiert ermittelt wird.

Der Vorwurf, dass mit der vorgeschlagenen Methode innerdeutsche Engpässe den grenzüberschreitenden Handel beschränken werden, trifft somit ebenfalls nicht zu. Die CCMs der CCRs Nordic und Core werden gemäß Art. 21 Abs. 1 lit. b ii) CACM-VO nur Netzelemente zur Berechnung der Kapazitäten heranziehen, die im ausreichenden Maße relevant für den grenzüberschreitenden Handel sind.

2.9.3 Keine Harmonisierung der Kapazitätsberechnung

Die Baltic Cable AB sieht auch das CACM-Ziel der Harmonisierung als nicht erfüllt an. Artikel 21 Abs. 4 der CACM-Verordnung sehe vor, dass alle Regionen bis zum 31. Dezember 2020 eine harmonisierte Berechnungsmethode für die Kapazitätsberechnung anwenden. Der geänderte CCM-Vorschlag für die CCR Hansa weiche jedoch grundlegend von der Kapazitätsberechnung in der Kapazitätsberechnungsregion Ireland – United Kingdom (CCR IU³⁴) ab, welche von den Regulierungsbehörden der CCR IU am 23.07.2018 genehmigt wurde. Daher werde das Ziel der Harmonisierung der CACM-VO nicht erreicht.

³⁴ CCR IU: Kapazitätsberechnungsregion Ireland – United Kingdom - wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 festgelegt

Die Beschlusskammer hält auch diesen Vorwurf für unbegründet. Der Begriff Harmonisierung ist nicht in dem Sinne zu verstehen, dass die Kapazitätsberechnungsmethoden aller CCRs inhaltlich gleich sein müssten. Denn dann bedürfte es die nach Art. 21 Abs. 2 CACM-VO vorgegebene regionenbezogene Entwicklung einer Kapazitätsberechnungsmethode für jede CCR nicht. Eine einzige, europaweit anzuwendende Kapazitätsberechnungsmethode reichte aus. Es sind der CACM-VO auch keine Anhaltspunkte dahingehend zu entnehmen, dass sich Kapazitätsberechnungsmethoden an zeitlich früher genehmigte Methoden anpassen müssen. An die Art und Weise der Harmonisierung stellt die CACM-VO keine speziellen Anforderungen.

Aber auch inhaltlich wäre die von Baltic Cable vorgeschlagene Vorgehensweise, die Kapazitätsberechnungsmethodik der CCR Hansa an die Methodik der CCR IU anzupassen, nicht sinnvoll. Denn die Besonderheiten der CCR-Hansa als Bindeglied zwischen der CCR Core und der CCR Nordic blieben völlig außer Acht. Die in der CCR IU aufgrund der Insellage mögliche, nahezu keinen Einflüssen anderer CCR ausgesetzte Kapazitätsberechnung ist nicht auf den vorliegenden Fall übertragbar. Eine Fokussierung der Kapazitätsberechnung nur auf die eigene Region – wie bei CCR IU der Fall – würde den wechselseitigen Beeinflussungen der grenzüberschreitenden Stromflüsse mit den eng vermaschten Stromnetzen Kontinentaleuropas und Skandinaviens nicht gerecht. Die von Baltic Cable geforderte Harmonisierung ist – aber anders als von Baltic Cable gemeint – zentraler Bestandteil der beantragten Kapazitätsberechnungsmethode: Durch das im Zielzustand vorgesehene Zusammenspiel mit der Kapazitätsberechnung in den Regionen Core und Nordic.

2.9.4 Fehlende Gewährleistung von Transparenz

Die Baltic Cable AB trägt weiterhin vor, dass der geänderte CCM-Vorschlag keine Transparenz gewährleiste. In Art. 5.1 des geänderten CCM-Vorschlags werde erläutert, dass die tatsächlichen zonenübergreifenden Kapazitäten der Hansa CCR durch kritische Netzelemente innerhalb der Regelzone der ÜNB bestimmt werden. Die kritischen Netzelemente selbst und das Auswahlverfahren für kritische Netzelemente würden nicht transparent dargestellt.

Die von der Baltic Cable AB eingeforderte Transparenz ist vollumfänglich gewährleistet. Daher teilt die Beschlusskammer auch diesen Kritikpunkt nicht. Der geänderte CCM-Vorschlag (insbesondere die mathematischen Beschreibungen in den Art. 4 und 12) legt die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazitäten und alle hierfür erforderlichen Eingangsparameter der CCR Hansa vollständig und transparent dar. Die in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigten kritischen Netzelemente müssen gemäß Art. 5.1 des geänderten CCM-Vorschlags Teil eines Interkonnektors der CCR Hansa sein. Diese kritischen Netzelemente sind in Art. 2 des geänderten CCM-Vorschlags definiert.

Kritische Netzelemente in den an die Interkonnektoren der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Leitungen der CCR Hansa und den AC-Netzen darstellen, werden als Parameter in den lastflussbasierten CCRs Nordic und Core nach deren jeweiligen Methoden für die Auswahl von kritischen Netzelementen ermittelt. Da die Kapazitätsberechnungsmethoden der Regionen Core und Nordic ebenfalls Gegenstand förmlicher Genehmigungsverfahren sind, ist eine ausreichende Transparenz gewährleistet.

2.9.5 Eine schrittweise Implementierung ist nicht erlaubt

Die Baltic Cable AB kritisiert auch, dass der geänderte CCM-Vorschlag eine schrittweise Implementierung der Kapazitätsberechnungsmethode vorsehe. Eine schrittweise Implementierung sei nicht erlaubt. Es gebe auch keine genaue Beschreibung dieser Schritte, ihres zeitlichen Ablaufs und ihrer Auswirkungen. Daher erfülle der geänderte CCM-Vorschlag nicht den Art. 21 der CACM-VO, der eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsmethode erfordere.

Entgegen der Aussage der Baltic Cable AB verbietet die CACM-VO eine schrittweise Implementierung nicht. Im Gegenteil: Im Kontext der europäischen Verordnungen ist eine schrittweise Implementierung von Methoden und Verfahren üblich. Beispielsweise zu nennen ist hier im Rahmen der CACM-VO die schrittweise Entwicklung des Strommarktes hin zu dem Zielmodell einer einheitlichen Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung, wofür u.a. ein zahlreiche Genehmigungs- und Implementierungsschritte enthaltender Marktkopplungsbetreiberplan (MKB-Plan ³⁵) von allen nationalen Regulierungsbehörden genehmigt wurde.

Art. 9 Abs. 9 der CACM-VO fordert, dass die Vorschläge für Geschäftsbedingungen oder Methoden auch einen Vorschlag für den Umsetzungsplan und eine Beschreibung ihrer voraussichtlichen Auswirkungen enthalten. Dieser Forderung wird der geänderte CCM-Vorschlag vollumfänglich gerecht. Im geänderten CCM-Vorschlag ist ein Implementierungsplan mit einer genauen Beschreibung der Implementierungs-Abfolge im geänderten CCM-Vorschlag enthalten (Art. 19). Die einzelnen Meilensteine und deren Auswirkungen sind sowohl im Art. 19 Abs. 2-5 und in der Präambel (Nr. 13) des geänderten CCM-Vorschlags beschrieben. Die von den ÜNB gewählten Umsetzungs-Meilensteine gewährleisten, dass die Kapazitätsberechnung der CCR Hansa zum frühestmöglichen Zeitpunkt weiterentwickelt wird, bevor der finale Implementierungsstand mit AHC in den angrenzenden CCRs und wohlfahrtsoptimierter Vergabe erreicht ist.

³⁵ Der MKB-Planvorschlag wurde von der Beschlusskammer mit Datum vom 11.05.2017 genehmigt (Az.: BK6-16-048)

2.9.6 Eine maximale Lastflussänderung ist nicht erforderlich

Baltic Cable stellt fest, dass in Art. 8 des geänderten CCM-Vorschlags die Möglichkeit erwähnt werde, eine maximale Lastflussänderung auf Interkonnektoren vorzunehmen. Das Ziel einer solchen Einschränkung sei, dass große Änderungen in der Gesamtleistungsbilanz des nordischen Systems vermieden würden. Dieses Ziel sei jedoch nicht richtig. Die für Baltic Cable und andere Interkonnektoren auferlegte Beschränkung der Lastflussänderung beschränke die Wohlfahrtsgewinne der Marktkopplung unnötig. Darüber hinaus verursache diese Beschränkung zusätzliche Wohlfahrtsverluste, da die Qualität und damit die Verfügbarkeit des Interkonnektors selbst beeinträchtigt würden.

Bei der von Baltic Cable kritisierten Beschränkung der Lastflussänderung handelt es sich um eine technische Vorgabe zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit. Grundlage für die Beschränkung der Lastflussänderung ist Art. 137 Abs. 3 SO-VO. Diese Beschränkung ist als Randbedingung bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen. Die Beschränkung der Lastflussänderung auf HGÜ-Verbindungsleitungen kann zwischen ÜNB im Rahmen von Betriebsvereinbarungen abgestimmt werden. In diesem Fall ist die Beschränkung auf HGÜ-Verbindungsleitungen den betroffenen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen. Ein diesbezüglicher Antrag der Antragstellerinnen liegt der Beschlusskammer vor. Die genehmigte maximale Lastflussänderung ist eine Eingangsgröße bei der Kapazitätsberechnung, die als gegeben zu berücksichtigen ist. Die CACM-VO sieht keine Regelung vor, die erlauben würde, eine nach SO-VO bestimmte maximale Lastflussänderung zu verändern.

2.9.7 Beschränkung des Gebrauchs von Vergabebeschränkungen fehlt

EFET, EURELECTRIC, Nordenergi und MPP merken in ihrer Stellungnahme zu dem am 19.09.2017 eingereichten CCM-Vorschlag an, dass der Gebrauch von Vergabebeschränkungen nicht beschränkt sei.

Art. 8 des geänderten CCM-Vorschlags listet die möglichen Einsatzgebiete von Vergabebeschränkungen unter Berücksichtigung der Vorgaben des Art. 23 Abs. 3 CACM-VO³⁶ auf.

³⁶ Die Anwendung von Vergabebeschränkungen ist in Art. 23 Abs. 3 CACM-VO geregelt. Hier sind die Modalitäten festgelegt, nach denen die ÜNB sich bei der Anwendung von Vergabebeschränkungen zu richten haben. Dies sind

- Beschränkungen, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten, und die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können, oder
- Beschränkungen, die die ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung steigern sollen.

Damit ist den Anforderungen des Art. 23 Abs. 3 CACM-VO aus Sicht der Beschlusskammer genüge getan. Der CACM-VO ist nicht zu entnehmen, dass in der Kapazitätsberechnungsmethode sämtliche Einzelheiten, Begründungen und Auswirkungen der Vergabebeschränkungen detailliert beschrieben werden müssen.

2.9.8 Verpflichtung zur Erwägung von kostenverursachenden Entlastungsmaßnahmen fehlt

EFET, EURELECTRIC, Nordenergi und MPP kritisieren auch, dass neben der Anwendung von kostenneutralen Entlastungsmaßnahmen eine Verpflichtung zur Erwägung kostenverursachender Entlastungsmaßnahmen fehle.

Gemäß Art. 25 Abs. 5 CACM-VO hat jeder ÜNB kostenneutrale Entlastungsmaßnahmen im Rahmen der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen. Mögliche kostenverursachende Entlastungsmaßnahmen werden in den CCM der CCR Nordic und Core behandelt. Darin sollen die entsprechenden Netzelemente berücksichtigt werden, bei denen zur Vermeidung von Überlastungen kostenverursachender Entlastungsmaßnahmen in Fragen kommen können.

2.9.9 Andersbehandlung der KF CGS

Die Baltic Cable AB stellt fest, dass die KF CGS anders behandelt werde als die anderen Interkonnektoren. Dies gebe Anlass zu Bedenken hinsichtlich einer möglicherweise unterschiedlichen Behandlung von OWP, die Teil der KF CGS sind, gegenüber anderen Windparks oder sogar anderen Erzeugern.

Die separate Behandlung der KF CGS liegt in dem besonderen Konzept dieser Verbindung begründet. Das Projekt KF CGS ist ein gemeinsames Projekt der ÜNB energinet.dk und 50Hertz (Gebotszonengrenze DK2 – DE/LU). Dessen Ziel ist es, die Netzanbindungen der dänischen und deutschen OWPs miteinander zu verbinden und die Anbindungsleitungen als Teil eines Interkonnektors zwischen den Übertragungsnetzen Kontinentaleuropas und Skandinaviens zu nutzen. So soll die europäische Marktintegration der Erneuerbaren Energien gefördert sowie die Systemstabilität erhöht werden. Dazu soll die von den OWP nicht genutzte Kapazität des Interkonnektors dem Stromhandel zur Verfügung gestellt werden. Die KF CGS ist von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest) eingestuft und wird im Rahmen des Programms „European Energy Programme for Recovery“ finanziell gefördert.

Die in Art. 4 und 12 des geänderten CCM-Vorschlags dargestellten mathematischen Beschreibungen spiegeln das Prinzip wieder, dass dem Markt unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität zur Verfügung gestellt werden soll, die nicht zum Abtransport der Windstromerzeugung benötigt wird.

Damit wird aus Sicht der Kammer das Kapazitätsmaximierungsgebot der VO (EG) 714/2009 (Stromhandels-VO) unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Kommissions-geförderten PCI – Projektes KF CGS befolgt.

3. Widerrufsvorbehalt (Tenorziffer 3)

Der Widerrufsvorbehalt der Tenorziffer 3 dieser Genehmigung ist notwendig, da die Genehmigung auf Grundlage der zum Genehmigungszeitpunkt vorliegenden tatsächlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen erfolgt. Die die europäischen Verordnungen jedoch weitere Genehmigungen vorsehen, die auch die hier zu genehmigenden Anträge der Antragstellerinnen betreffen können, können Anpassungen dieser Genehmigung in Zukunft aufgrund sich ändernder tatsächlicher und auch rechtlicher Rahmenbedingungen erforderlich werden. Auch angesichts eventueller Neuzutritte von Gebotszonengrenzen zur CCR Hansa wäre denkbar, dass Änderungen des CCM-Vorschlags auf Initiative der neuen Parteien notwendig werden können.

4. Kosten (Tenorziffer 4)

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer

**Antrag für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa auf
Erlaubnis zur Anwendung von CNTC als Kapazitätsbe-
rechnungsmethode gemäß Artikel 20 Absatz 7 der Ver-
ordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli
2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitäts-
vergabe und das Engpassmanagement**

21. September 2018

Die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion Hansa beantragen die Erlaubnis zur Anwendung des Ansatzes der koordinierten Nettoübertragungskapazität in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Artikel 20 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission.

Die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion Hansa erkennen die Ziele der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement an, welche unter anderem lauten:

- Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur;
- Gewährleistung der Betriebssicherheit;
- Optimierung der Berechnung und der Vergabe zonenübergreifender Kapazität.

Unter Berücksichtigung des Vorgenannten sind die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion Hansa bestrebt, einen effektiven und effizienten Kapazitätsberechnungsprozess zu implementieren, der eine optimale Nutzung der Übertragungsinfrastruktur bei gleichzeitiger Wahrung eines hohen Systemsicherheitsniveaus erlaubt.

Die CCR Hansa besteht aus zwei DC-Grenzen und einer AC-Grenze. Um die Kapazitätsberechnungsmethode und die damit verbundenen Methoden für Entlastungsmaßnahmen zu verstehen, ist es wichtig, die aktuelle Topologie der AC-Grenze zu kennen, die in Abbildung 1 dargestellt ist. Wenn die 220kV-Leitungen (grüne Linien in der Karte) auf 400kV aufgerüstet werden, wird die an das dänische Umspannwerk „Ensted“ angeschlossene Leitung stattdessen an „Kassø“ angeschlossen sein, wodurch die vorhandenen und neuen 400kV-Leitungen vollständig parallel verlaufen.

Derzeit gibt es zwei Querregel-Transformatoren in Dänemark in den Umspannwerken, an welche die 220kV-Leitungen angeschlossen sind. Ihr Ziel ist es, die Verteilung von Lastflüssen zwischen den 400kV- und 220kV-Leitungen zu egalisieren und dadurch sicherzustellen, dass die 220kV-Leitungen im Betrieb nicht überlastet werden.

Es besteht keine synchrone Verbindung von DK1 zu DK2 oder nach Skandinavien. DK1 ist lediglich mittels AC-Leitungen an das deutsche Netz angeschlossen. Das bedeutet, dass alle Austausch zwischen DK1 und DE/LU von Kassø nach Audorf fließen müssen. Lediglich das Netz zwischen Kassø und Audorf ist in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa vertreten. Die 150kV-Leitung von Ensted in Dänemark und Flensburg in Deutschland ist lediglich eine Versorgungsleitung, da keine Übertragungsfähigkeit zwischen den Gebotszonen von DK1 und DE/LU an dieser Leitung besteht. Aus historischen Gründen werden signifikante Teile von Flensburg aus Dänemark versorgt und sind Teil des Markts in DK1.

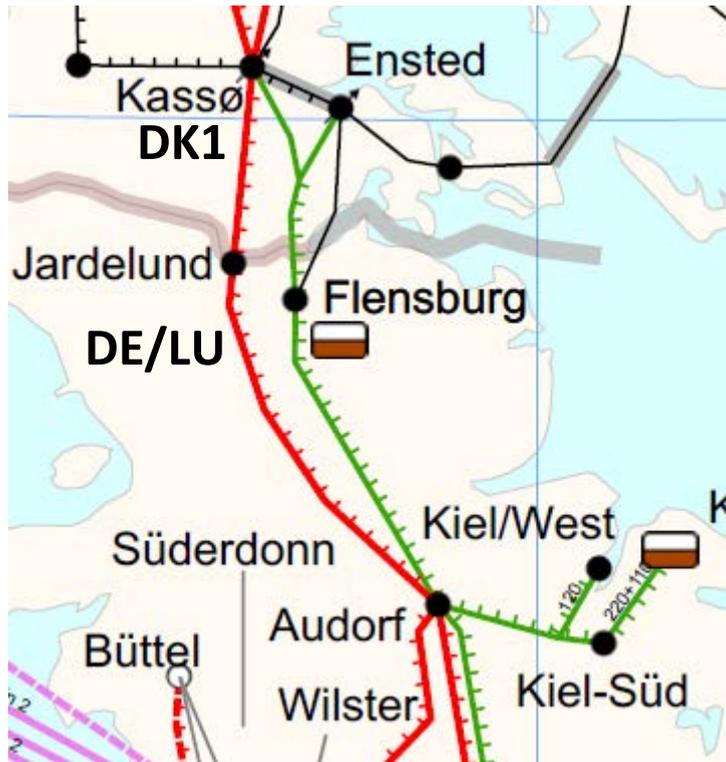


Abbildung 1: Topologische Übersicht der AC-Interconnection Dänemark West (DK1) - Deutschland (DE/LU) innerhalb der CCR Hansa. Die grünen Linien sind 220kV-Leitungen und die roten Linien sind 400kV-Leitungen. Diese sind jeweils Doppelstromkreise über die Grenze zwischen Dänemark (DK1) und Deutschland (DE/LU) hinweg.

Da beide grenzüberschreitenden Leitungen an die Umspannwerke Kassø in Dänemark und Audorf in Deutschland angeschlossen sind, wird die Gebotszonengrenze DK1-DE/LU als strahlenförmig betrachtet und es können keine Ringflüsse auftreten.

Alle Verbindungen der CCR Hansa, einschließlich der DK1-DE/LU AC-Grenze, sind aufgrund der Topologie strahlenförmige¹ Verbindungen. Dieses durchaus einzigartige Merkmal der CCR Hansa wurde von ihren ÜNB bei der Entwicklung der Kapazitätsberechnungsmethode (CCM) für die CCR Hansa berücksichtigt.

Artikel 20 Absatz 1 i. V. m. Absatz 7 der CACM-Verordnung führt aus, dass für die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode ein lastflussgestützter Ansatz zu verwenden ist, soweit nicht die betroffenen ÜNB nachweisen können, dass mit der Anwendung der Kapazitätsberechnungsmethode auf Basis des lastflussgestützten Ansatzes gegenüber dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (CNTC) und unter der Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der betroffenen Region noch keine Verbesserung der Effizienz verbunden wäre.

¹ Eine strahlenförmige Verbindung ist eine direkte Verbindung von A nach B ohne alternative Pfade. In einem Stromsystem bedeutet dies, dass keine ungeplanten Lastflüsse durch andere Teile des Netzes existieren.

1. Warum eine CNTC-Kapazitätsberechnung für die CCR Hansa ebenso effizient wie eine lastflussgestützte Kapazitätsberechnung ist

Die Stärke des lastflussgestützten Ansatzes ist dessen Fähigkeit, die simultanen Einflüsse des grenzüberschreitenden Handels über mehrere Gebotszonengrenzen auf kritische Netzelemente in der untersuchten Kapazitätsberechnungsregion zu modellieren, die von mehreren Leistungsflüssen betroffen sind. Insbesondere in stark vermaschten Netzen, wie dem kontinentaleuropäischen Netz und den Wechselstromnetzen der nordischen Länder bietet dieser Ansatz ein gutes Modell der tatsächlichen Wirkleistungsflüsse. In strahlenförmigen Verbindungen und Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen - wobei letztere vollständig kontrollierbare Elemente sind - nimmt der Leistungsfluss jedoch einen vorgegebenen Pfad über die Gebotszonengrenze.

Hier führt die lastflussgestützte Kapazitätsberechnung gegenüber dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität nicht zu einem zusätzlichen Vorteil. Dies wird in Abbildung 2 verdeutlicht.

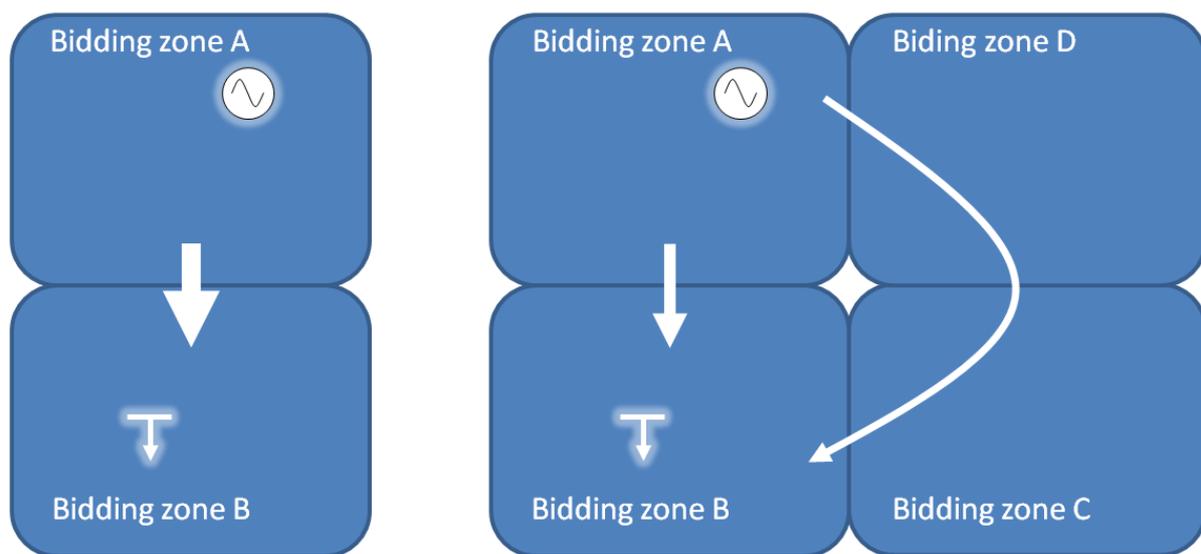


Abbildung 2: Strahlenförmige (links) und vermaschte (rechts) Gebotszonenkonfiguration.

In Abbildung 2 (links) sind die Gebotszonen A und B in strahlenförmiger Weise verbunden. Wie bei den Umspannwerken Kassø und Audorf an der DK1-DE/LU AC-Gebotszonengrenze, wie in Abbildung 1 gezeigt, erfolgt eine Eins-zu-Eins-Übersetzung des kommerziellen Leistungsaustauschs zwischen diesen Gebotszonen in einen physikalischen grenzüberschreitenden Leistungsfluss auf den Leitungen. Übersetzt in lastflussgestützte Parameter bedeutet dies für die Verbindung einen PTDF = 1. Wobei die allgemeine lastflussgestützte Gleichung lautet:

$$PTDF_{A \rightarrow B} \cdot NP_{A \rightarrow B} \leq RAM$$

Die volle Veränderung der Nettoposition (NP) zwischen den Gebotszonen A und B offenbart sich vollständig in der Kapazität der Verbindung. Für den Fall, dass mehrere Leitungen die beiden strahlenförmig verbundenen Umspannwerke verbinden, summieren sich die PTDF dieser Leitungen insgesamt auf 1. D.h., dieselbe Menge Leistung, die in die Leitung eintritt, muss diese auch wieder verlassen (ohne Berücksichtigung von Netzverlusten). In einem Aufbau wie in Abbildung 2 (links) gibt es keine synchrone Verbindungen zu anderen Gebotszonen. Daher haben alle Austausche zwischen anderen Gebotszonen (nicht im Beispiel der Abbildung 2 gezeigt) einen PTDF = 0 an dieser Verbin-

dung. Gebotszonengrenzen, die durch HGÜ-Leitungen verbunden sind, haben ebenfalls keine Auswirkung auf die Verbindung zwischen A und B.

Im Fall einer NTC-Berechnung entspricht der NTC-Wert zwischen den Gebotszonen A und B der vollen Veränderung der Nettoposition, da der volle Lastfluss die Verbindung zwischen A und B passieren muss. Daher führen beide Methoden zu denselben Ergebnissen.

Dies zeigt, dass die CNTC-Methode ein effizientes Mittel zur Vergabe der kommerziellen Austausche in Netzen mit strahlenförmigen Verbindungen ist.

In Abbildung 2 (rechts) wird die Situation in vermaschten Netzen - wie dem kontinentaleuropäischen System und den Stromsystemen der nordischen Länder - verdeutlicht. Ein kommerzieller Austausch zwischen den zwei Gebotszonen A und B führt dazu, dass sich ein physikalischer Lastfluss fächerartig durch das vermaschte Netz ausbreitet. Es ist genau dieses Verhalten, welches die lastflussgestützte Methode erfasst und wodurch diese zur bevorzugten Lösung in vermaschten Netzen wird.

Wegen des physikalischen Aufbaus der Kapazitätsberechnungsregion Hansa kann die in Abbildung 2 (rechts) dargestellte Situation an den Gebotszonengrenzen der Kapazitätsberechnungsregion Hansa nicht auftreten. Tatsächlich liefert die lastflussgestützte Methode in strahlenförmig miteinander verbundenen Systemen gegenüber dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität keine anderen Ergebnisse und bietet daher keinen Mehrwert, da keine alternativen Routen von der Gebotszone A zur Gebotszone B vorhanden sind.

Der Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa ist aus diesem Grund für die Kapazitätsberechnungsmethode in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa die bevorzugte Methode, da ihre Einführung verhältnismäßiger ist als die Einführung des lastflussgestützten Ansatzes.

2. Einfache Simulationsbewertung

Nachstehend ist eine Berechnung des PTDF dargestellt, die auf dem Netzmodell aus dem TYNDP2018-Projekt für das Jahr 2025 basiert und die Planungsmodelle aus Dänemark und Deutschland berücksichtigt. Im Vergleich zu der in Abbildung 1 gezeigten Karte wurden die 220kV-Leitungen auf 400kV-Leitungen aufgerüstet, wie dies 2020 der Fall sein wird.

Die 400 kV-Leitungen Endrup-Klixbüll 1 und 2 (Westküstenleitung) sind zum Zwecke dieser Berechnung abgetrennt, wodurch 4 x 400 kV-Leitungen in Betrieb bleiben, die anschließend auch die überwachten 4 CNE sind:

- 400 kV Flensburg-Kassø 1
- 400 kV Flensburg-Kassø 2
- 400 kV Jardelund-Kassø 1
- 400 kV Jardelund-Kassø 2

Die Erfahrung zeigt, dass eine Abschaltung eines bestimmten Stromkreises eine höhere Belastung eines verbleibenden parallelen Stromkreises zur Folge hat, als eine Abschaltung einer Leitung auf einem anderen Strommast.

Das nachstehende Beispiel geht von der Annahme aus, dass alle vier Leitungen in Betrieb sind. Die Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge wurde nicht berücksichtigt.

Zwei Zone-zu-Zone-Transaktionen (GSK-Strategien) wurden berücksichtigt:

- a) DK1->DE/LU: Abbildung einer Situation, in der alle Erzeugungsanlagen in DK1 und DE/LU im GSK verwendet werden. GSK werden entsprechend der Wirkleistungserzeugung aller Einheiten in Dänemark (ohne DK2) und Deutschland (ohne Windparks Baltic1 und Baltic2) festgelegt.
- b) DK1(NO2)->DE/LU(DK2): Der GSK wurde willkürlich auf die Stromeinspeisung in Tjele in Dänemark (Anschluss von DK1-NO2) und Bentwisch in Deutschland (Anschluss von DE/LU-DK2) gestützt

Option b wurde mit aufgenommen, um zu zeigen, dass die Ergebnisse gegenüber der GSK-Strategie invariant sind.

Die 4 CNEC (Kritische Netzelemente und Ausfälle) bestehen aus je einer Leitung, deren parallele Leitung außer Betrieb ist. Das Ergebnis der Simulation ist in Tabelle 1 dargestellt.

Name	Fmax MW]	PTDF DK1->DE/LU (Option a)	PTDF DK1(NO2)- >DE/LU(DK2) (Option b)
CNE:FLEN-KAS1 C:FLEN-KAS2	2500	38,50 %	38,50 %
CNE:FLEN-KAS2 C:FLEN-KAS1	2500	38,50 %	38,50 %
CNE:JARD-KAS1 C:JARD-KAS2	1500	33,90 %	33,90 %
CNE:JARD-KAS2 C:JARD-KAS1	1500	33,90 %	33,90 %

Tabelle 1: PTDF-Matrix für CNE an der Gebotszonengrenze DK1-DE/LU bei Anwendung zweier unterschiedlicher GSK-Strategien. Der PDTF-Wert zeigt den Anteil des gesamten grenzüberschreitenden Lastflusses, den der kritische Zweig führt, wenn die kritische Abschaltung der parallele Stromkreis ist, da dies die kritischste Abschaltung sein wird.

Bei Berücksichtigung eines der 4 Ausfälle (z.B. C:FLEN-KAS2) aus Tabelle 1, kann sodann gezeigt werden, wie der Lastfluss sich auf den Rest der Gebotszonengrenzenelemente verteilt, was in Tabelle 2 erfolgt.

Name	Fmax MW]	PTDF DK1->DE/LU (Option a)	PTDF DK1(NO2)- >DE/LU(DK2) (Option b)
CNE:FLEN-KAS1 C:FLEN-KAS2	2500	38,50 %	38,50 %
CNE:FLEN-KAS2 C:FLEN-KAS2	2500	0 %	0 %
CNE:JARD-KAS1 C:FLEN-KAS2	1500	30,75 %	30,75 %
CNE:JARD-KAS2 C:FLEN-KAS2	1500	30,75 %	30,75 %

Tabelle 2: Der N-1-Sicherheitsgrundsatz legt eine Abschaltung für FLEN-KAS2 fest und damit eine Belastung von FLEN-KAS1 auf 38,5 % des grenzüberschreitenden Gesamtlastflusses. Der resultierende Lastfluss an den anderen beiden Stromkreisen liegt jeweils bei 30,75 %. Insgesamt summiert sich dies auf 100 %.

Aus Tabelle 2 kann geschlossen werden, dass sich der Lastfluss über die verbleibenden drei verfügbaren grenzüberschreitenden Elemente auf 100 % summiert, wodurch offensichtlich wird, dass alle direkten Austausche zwischen den Gebotszonen von DK1 und DE/LU diese Gebotszonengrenze überschreiten und in der Folge zu der Schlussfolgerung führen, dass eine CNTC-Methode für die Anwendung auf die Gebotszonengrenze geeignet ist, da keine Leistungsflüsse berücksichtigt werden müssen, welche die Gebotszonengrenze nicht überschreiten.

3. Schlussfolgerung

In dem Dokument wurde grafisch nachgewiesen, dass Leistungsaustausche zwischen den Gebotszonen von DK1 und DE/LU die Umspannwerke Kassø in Dänemark und Audorf in Deutschland passieren müssen. Darüber hinaus wurde in einer Simulation nachgewiesen, dass die GSK-Strategie keine Konsequenzen für die Leistungsflüsse an der AC-Grenze hat und dass zwischen DK1 und DE/LU ausgetauschten Leistungen tatsächlich in den strahlenförmigen, die Grenze überschreitenden Leitungen fließen, wobei sich der PTFD der Leitungen über die Grenze hinweg auf 100 % summiert.

Auf der Grundlage dessen beantragen die ÜNB der CCR Hansa die Anwendung des Ansatzes der koordinierten Nettoübertragungskapazität gemäß Artikel 20 Absatz 7 der CACM-Verordnung, da wir unserer Ansicht nach nachgewiesen haben, dass mit dem lastflussgestützten Ansatz im Hinblick auf die Kapazitätsberechnung und -vergabe und unter Berücksichtigung der Marktperspektive und Betriebssicherheit keine Verbesserung der Effizienz verbunden ist.

**Gemeinsame koordinierte
Kapazitätsberechnungsmethode
für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa
gemäß Artikel 20 Absatz 2 der Verordnung (EU)
2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur
Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und
das Engpassmanagement**

21. September 2018

Inhaltsverzeichnis

PRÄAMBEL.....	4
Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich	7
Artikel 2 Definitionen.....	7
Artikel 3 Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität	8
KAPITEL 1 Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich	8
Artikel 4 Mathematische Beschreibung.....	8
Artikel 5 Methode für die Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen.....	11
Artikel 6 Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge	12
Artikel 7 Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle	13
Artikel 8 Methode zur Vergabebeschränkung.....	13
Artikel 9 Methode zur Ermittlung von Erzeugungsverlagerungsschlüsseln	14
Artikel 10 Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen	14
Artikel 11 Regeln zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität im Day- Ahead-Zeitbereich	15
KAPITEL 2 Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich.....	15
Artikel 12 Mathematische Beschreibung.....	15
Artikel 13 Häufigkeit der Neubeurteilung der Kapazität im Intraday-Zeitbereich.....	18
Artikel 14 Methoden zur Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen, Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung relevanten Zuverlässigkeitsmarge, Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle und der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Vergabebeschränkungen, Erzeugungsverlagerungsschlüssel und Entlastungsmaßnahmen	19
Artikel 15 Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität im Intraday-Zeitbereich	19
KAPITEL 3 Gemeinsame Bestimmungen, die sowohl für Day-Ahead- als auch für Intraday-Zeitbereiche gelten....	19
Artikel 16 Methode zur Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität	19
Artikel 17 Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente	20
Artikel 18 Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung	20
KAPITEL 4 Schlussbestimmungen	20
Artikel 19 Implementierung.....	20
Artikel 20 Sprache.....	21
Anhang 1 Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Artikel 8 Absatz 3	22

DIE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER DER KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGION HANSA UNTER ERWÄGUNG NACHSTEHENDER GRÜNDE:

PRÄAMBEL

- (1) Dieses Dokument ist eine gemeinsame Methode der Übertragungsnetzbetreiber (im weiteren Verlauf als „ÜNB“ bezeichnet) der Kapazitätsberechnungsregion (im weiteren Verlauf als „CCR“ bezeichnet) Hansa, wie in der ACER-Entscheidung beschrieben¹.
- (2) Diese gemeinsame koordinierte Kapazitätsberechnungsmethode (im weiteren Verlauf als „CCM“ bezeichnet) für die CCR Hansa berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im weiteren Verlauf als „CACM-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im weiteren Verlauf als „SO-Verordnung“ bezeichnet) sowie der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (im weiteren Verlauf als „Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ bezeichnet).
- (3) Das Ziel der CACM-Verordnung besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereichen.
- (4) Die vorliegende CCM ist nach Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung erforderlich:
„Spätestens zehn Monate nach der Genehmigung des Vorschlags für eine Kapazitätsberechnungsregion gemäß Artikel 15 Absatz 1 übermitteln alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung innerhalb der jeweiligen Region. ...“
Die vorliegende CCM ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12 der CACM-Verordnung.
- (5) Die vorliegende CCM berücksichtigt alle Anforderungen nach Artikel 21 Absatz 1, 2 und 3 der CACM-Verordnung.
- (6) Gemäß Artikel 14 Absatz 1 und 14 Absatz 2 der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB der CCR Hansa die zonenübergreifende Kapazität für mindestens den Day-Ahead-Zeitbereich und den Intraday-Zeitbereich berechnen. Darüber hinaus verlangen Artikel 14 Absatz 1 und Artikel 14 Absatz 2, dass die zonenübergreifende Kapazität für jede Marktzeiteinheit zu berechnen ist.
- (7) Die CCM für die CCR Hansa unterstützt die Erreichung der Zielsetzungen gemäß Artikel 3 der CACM-Verordnung, ohne diese zu behindern.
- (8) Die CCM für die CCR Hansa beruht auf der Methode einer Koordinierten Nettoübertragungskapazität² (CNTC) mit einem starken Bezug zu angrenzenden CCR³. Da es sich bei den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa, einschließlich der deutsch-westdänischen Wechselstrom- (im weiteren Verlauf als „AC“ bezeichnet) Grenze um strahlenförmige Verbindungen handelt, ist eine auf der lastflussgestützten Methode basierende CCM, verglichen mit dem vorgeschlagenen CNTC-Ansatz bei Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der Hansa-Region, nicht effizienter. Gemäß Artikel 20 Absatz 7 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa in einem separaten Antrag die Effizienz von CNTC im Vergleich zum lastflussgestützten Ansatz nachgewiesen. Der Antrag wird den Nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa (im weiteren Verlauf als „NRA der CCR Hansa“ bezeichnet) zusammen mit dieser CCM zur Genehmigung vorgelegt.

¹ ACER-Definition der Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) vom 17. November 2016 (Anhang I zur CCR-Entscheidung) http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf

² CNTC wird als eine Methode der Nettoübertragungskapazität verstanden, bei welcher die Koordination durch die Nutzung des gemeinsamen Netzmodells und der vom koordinierten Kapazitätsberechner durchgeführten Berechnungen erfolgt.

³ Angrenzende CCR sind aus Sicht der CCR Hansa für die Zwecke dieser CCM die CCR Nordic und die CCR Core.

- (9) Die CCM für die CCR Hansa sichert eine optimale Nutzung der Übertragungskapazität, da sie den Vorteil der gleichzeitig in den CCR Nordic und CCR Core entwickelten lastflussgestützten Kapazitätsberechnungsmethoden nutzt, um die Beschränkungen im AC-Netz darzustellen. Die Nutzung der Interkonnektorkapazität und AC-Netzkapazität der CCR Hansa wird auf diese Weise vollständig integriert und bietet einen fairen Wettbewerb um die knappen Kapazitäten im System, sowie eine optimale Systemnutzung. Es existiert kein vordefinierter und statischer Split der Kapazitäten in kritischen Netzelementen und die Lastflüsse durch die Interkonnektoren der CCR Hansa werden auf der Grundlage wirtschaftlicher Effizienz während der Kapazitätsvergabe optimiert.
- (10) Die CCM für die CCR Hansa behandelt alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa und angrenzenden CCR gleich und ermöglicht einen diskriminierungsfreien Zugang zu gebotszonenübergreifender Kapazität. Sie schafft die Grundlage für einen fairen und geordneten Markt, sowie eine faire und geordnete Preisbildung durch Implementierung einer pragmatischen CCM-Lösung, welche in die Methoden der angrenzenden CCR integriert ist.
- (11) Die CCM für die CCR Hansa wird vollumfänglich in einer Situation angewandt, in welcher die Erweiterte Hybridkopplung (im weiteren Verlauf als „AHC“ bezeichnet) in einer lastflussgestützten Kapazitätsberechnung in den CCR Nordic und Core gemäß den lastflussgestützten CCM der beiden Regionen implementiert wird. Die Anwendung von AHC gewährleistet eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa mit den Gebotszonengrenzen in den lastflussgestützten CCM angrenzender CCR.
- (12) Die CCM für die CCR Hansa nutzt den Vorteil der lastflussgestützten CCM angrenzender CCR und gewährleistet gleichzeitig eine vollständige Transparenz der Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität. Dies führt wiederum zu einem besseren Verständnis für Marktteilnehmer und erhöht die Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen gegenüber dem, was heute an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa verfügbar ist.
- (13) Die CCM für die CCR Hansa sieht eine schrittweise Implementierung dahingehend vor, dass sowohl die CCR Nordic als auch die CCR Core AHC anwenden. Für den Fall, dass AHC noch in keiner der angrenzenden CCR implementiert ist oder die lastflussgestützten CCM der angrenzenden CCR keine Auswahl von für die Austausch der CCR Hansa relevanten kritischen Netzelementen (CNE) beinhalten, wird der verbesserte Kapazitätsberechnungsprozess für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa - wie in Artikel 19 Absatz 4 erläutert - fortgeführt, bis AHC und die Auswahl der für die CCR Hansa relevanten CNE in beiden angrenzenden CCR implementiert sind. Dies impliziert, dass der verbesserte Kapazitätsberechnungsprozess auch an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa fortgeführt wird, wenn die CCR Core ihre Standard-Hybridkopplung (im weiteren Verlauf als „SHC“ bezeichnet) implementiert hat. Bei der Anwendung von SHC werden die voraussichtlichen Lastflüsse an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa in den verfügbaren Margen von CNE in der lastflussgestützten Methode der CCR Core berücksichtigt, was weniger effizient ist, als eine Anwendung von AHC ohne Notwendigkeit.
- (14) Da die CCM für die CCR Hansa den Einsatz von AHC in den angrenzenden CCR Nordic und Core bedingt, besteht nach der Implementierung keine unangemessene Diskriminierung zwischen zonenübergreifenden Lastflüssen innerhalb der CCR Hansa und angrenzenden CCR. Sie gewährleistet darüber hinaus, dass keine unangemessene Diskriminierung zwischen Gebotszonengrenzen innerhalb der CCR Hansa erfolgt.
- (15) Die CCM für die CCR Hansa hat keine negativen Auswirkungen auf die Entwicklung von CCM in angrenzenden CCR und kann sich mit dem Ausbau und dem Zusammenschluss von CCR in der Zukunft dynamisch weiterentwickeln. Die CCM für die CCR Hansa stellt daher keine Behinderung eines effizienten langfristigen Betriebs in der CCR Hansa und/oder den angrenzenden CCR und der Entwicklung des Übertragungssystems in der Europäischen Union dar.
- (16) Indem die CCM für die CCR Hansa an den vorgeschlagenen lastflussgestützten CCM in angrenzenden CCR ausgerichtet wird, werden Auswahl, Einbindung und Rechtfertigung relevanter kritischer Netzelemente und Ausfälle, die Anpassung von Stromflüssen in kritischen Netzelementen aufgrund von Entlastungsmaßnahmen, sowie die mathematische Beschreibung für die Berechnung von Verteilungsfaktoren der Stromübertragung und die Berechnung verfügbarer Margen in kritischen Netzelementen für die angrenzenden AC-Netze in den CCM angrenzender CCR behandelt.

(17) Artikel 27 Absatz 2 der CACM-Verordnung sieht vor, dass die CCR Hansa spätestens vier Monate nach den Entscheidungen über die CCM gemäß den Artikeln 20 und 21 der CACM-Verordnung einen koordinierten Kapazitätsberechner (im weiteren Verlauf als „CCC“ bezeichnet) einrichtet. Der CCC der CCR Hansa ist verantwortlich für die Berechnung der in dieser CCM aufgeführten zonenübergreifenden Kapazitäten.

**ÜBERMITTELN HIERMIT DIE FOLGENDE GEMEINSAME KOORDINIERT
KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMETHODE FÜR DIE CCR HANSA:**

Artikel 1

Gegenstand und Anwendungsbereich

1. Gemäß Artikel 20 Absatz 2 der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB jeder CCR eine CCM innerhalb der jeweiligen Region einreichen.
2. Dieses Dokument legt eine gemeinsame koordinierte CCM für alle Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa fest.

Artikel 2

Definitionen

1. Die verwendeten Begriffe haben für die Zwecke dieser CCM die Bedeutung der in Artikel 2 der CACM-Verordnung und der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sowie der Verordnung (EG) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und Veröffentlichung von Daten in Strommärkten enthaltenen Definitionen.

Zusätzlich gelten in der vorliegenden CCM folgende Definitionen:

- a. Die Nettoübertragungskapazität (NTC) ist der die Sicherheitsstandards einhaltende maximale Gesamtaustausch zwischen zwei benachbarten Gebotszonen unter Berücksichtigung der technischen Unsicherheiten zukünftiger Netzbedingungen: $NTC = TTC - TRM$. Sofern die Übertragungs-Zuverlässigkeitsmarge (TRM) gleich Null ist, entspricht die Nettoübertragungskapazität der Gesamtübertragungskapazität.
 - b. Die Erweiterte Hybridkopplung ist eine Verbesserung der lastflussgestützten CCM; sie stellt eine detailliertere Modellierung des Einflusses der Hochspannungsgleichstromleitung (HVDC) auf die Lastflüsse im AC-Netz dar und erlaubt es, den NTC-Gebotszonengrenzen, um die knappe Kapazität innerhalb des lastflussgestützten Bereichs zu konkurrieren und umgekehrt, wodurch eine wirtschaftliche Optimierung der Lastflüsse an NTC-Gebotszonengrenzen durch den Kapazitätsvergabealgorithmus zu gleichen Bedingungen wie für die Lastflüsse innerhalb des lastflussgestützten Gebietes erfolgen kann. Die Erweiterte Hybridkopplung wird auch dafür verwendet, die Austausch zwischen den Gebotszonen DK1 und DE/LU - aufgrund ihrer strahlenförmigen Topologie - in lastflussgestützten Methoden darzustellen.
 - c. Die Verfügbare Übertragungskapazität (ATC) ist ein Maß der im physikalischen Übertragungsnetz nach bereits gebundenen Nutzungen für weitere wirtschaftliche Aktivität verbleibenden Übertragungsfähigkeit Verwendungen: $ATC = NTC - AAC$. Für den Fall, dass die bereits vergebene Kapazität (AAC) gleich Null ist, entspricht die Verfügbare Übertragungskapazität (ATC) der Nettoübertragungskapazität.
 - d. Bei einem Interkonnektor der CCR Hansa handelt es sich entweder um (eine) strahlenförmige DC-Leitung(en) oder die Kombination aus strahlenförmigen AC-Leitungen zwischen den vermaschten AC-Netzen an jeder Seite der Gebotszonengrenze.
 - e. Ein kritisches Netzelement (CNE) ist ein Netzelement, das signifikant durch den zonenübergreifenden Handel beeinflusst wird. Bei solchen Elementen kann es sich um eine Freileitung, ein Erdkabel oder einen Transformator handeln.
2. In dieser CCM gilt Folgendes, sofern nicht anders durch den Kontext gefordert:
 - a. Der Singular schließt den Plural mit ein und umgekehrt.
 - b. Überschriften dienen lediglich der Orientierung und haben keine Auswirkung auf die Interpretation der CCM.
 - c. Verweise auf einen „Artikel“ sind, sofern nicht anderweitig angegeben, Verweise auf einen Artikel in dieser CCM.
 - d. Jeder Verweis auf gesetzliche oder verordnungsrechtliche Regelungen, Richtlinien, Anordnungen, Urkunden, Gesetze oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.

Artikel 3

Regeln für die Berechnung zonenübergreifender Kapazität

1. Der Kapazitätsberechnungsansatz für die CCR Hansa muss dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (CNTC) folgen.
2. Die ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC eine Liste von CNE gemäß Artikel 5 ausreichend im Voraus des Day-Ahead- bzw. des Intraday-Verbindlichkeitszeitpunktes zu übermitteln.
3. Die ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung rechtzeitig vor dem Day-Ahead- bzw. dem Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkt Folgendes zu übermitteln:
 - a. Eingangsparameter, einschließlich eines Verfügbarkeitsfaktors der Anlage, der thermischen Kapazität der CNE und eines Verlustfaktors zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität (TTC) gemäß der mathematischen Beschreibung in den Artikeln 4 und 12;
 - b. Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle gemäß Artikel 7;
 - c. Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 8;
 - d. TRM gemäß Artikel 6;
 - e. Erzeugungsverlagerungsschlüssel (GSK) gemäß Artikel 9; und
 - f. Verfügbare Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 10.
4. Die ÜNB der CCR Hansa - bzw. eine in deren Auftrag handelnde Einrichtung - haben für jede Marktzeiteinheit die bereits vergebenen und benannten Kapazitäten (AAC) unverzüglich an den CCC gemäß Artikel 11 und Artikel 15 zu übermitteln.
5. Auf der Grundlage der von den ÜNB der CCR Hansa übermittelten Inputs hat der CCC die Kapazitätsberechnung für jede Gebotszonengrenze in beide Richtungen gemäß den mathematischen Beschreibungen in Artikel 4 und Artikel 12 vorzunehmen.
6. Soweit eine Gebotszonengrenze der CCR Hansa über mehr als einen Interkonnektor verfügt, ist die zonenübergreifende Kapazität dieser Interkonnektoren aufzusummieren, um die volle zonenübergreifende Kapazität der Gebotszonengrenze der CCR Hansa zu ermitteln.
7. Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, ist das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 18 anzuwenden.
8. Der CCC hat die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung gemäß den in Artikel 16 beschriebenen Grundsätzen den ÜNB der CCR Hansa zur Validierung vorzulegen.
9. Gemäß Artikel 46 und 58 der CACM-Verordnung hat der CCC sicherzustellen, dass die betreffenden NEMO die Angaben zu den validierten zonenübergreifenden Kapazitäten und Vergabebeschränkungen rechtzeitig vor den Day-Ahead- und Intraday-Verbindlichkeitszeitpunkten erhalten.

KAPITEL 1

Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeitbereich

Artikel 4

Mathematische Beschreibung

1. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung von ATC auf den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$ zu berechnen.

Die $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$ auf einer DC-Leitung i in der Richtung $A \rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = TTC_{i,A \rightarrow B} - AAC_{i,A \rightarrow B} + AAC_{i,B \rightarrow A}$$

Sofern die DC-Leitung aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($TTC = 0$):

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

Wobei gilt

A	:=	Gebotszone A.
B	:=	Gebotszone B.
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$:=	Verfügbare Übertragungskapazität auf einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt.
$TTC_{i,A \rightarrow B}$:=	Gesamtübertragungskapazität (TTC) einer DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$. Die TTC entspricht lediglich der vollen Kapazität der DC-Leitung ohne einen Ausfall des Interkonnektors der CCR Hansa, einschließlich der Konverterstationen.

Die Gesamtübertragungskapazität für eine DC-Leitung i wird wie folgt festgelegt:

$$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max\ thermisch} * (1 - \beta_{i,Verlust,A \rightarrow B})$$

$AAC_{i,A \rightarrow B}$:=	Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 11.
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:=	Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $B \rightarrow A$ gemäß Artikel 11.
α_i	:=	Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, α_i , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.
$P_{i,max\ thermisch}$:=	Thermische Kapazität für eine DC-Leitung i .
$\beta_{i,Verlust,A \rightarrow B}$:=	Verlustfaktor im Fall der Bewältigung eines expliziten Netzausfalls für eine DC-Leitung i in Richtung $A \rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Ausfallbewältigung wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 8 berücksichtigt.

- Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung von ATC auf den AC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$ zu berechnen.

Die $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch AC-Leitungen in der Richtung $A \rightarrow B$ verbunden ist, wird berechnet aus:

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B} + AAC_{B \rightarrow A}$$

Sofern die AC-Leitung der CCR Hansa aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($TTC = 0$):

$$ATC_{AC,A \rightarrow B} = 0$$

Wobei gilt

A	:=	Gebotszone A.
B	:=	Gebotszone B.
$ATC_{AC,A \rightarrow B}$:=	Verfügbare Übertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt.

- $TTC_{A \rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$.
Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:
1. Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des CGM und der GSK gemäß Artikel 9.
 2. Bei der Bewertung der Belastung der einzelnen Stromkreise des Interkonnektors der CCR Hansa und zwecks Berücksichtigung des N-1-Sicherheitskriteriums werden die Prozesse aus den Punkten 3 und 4 mit der Abschaltung jedes einzelnen Stromkreises an dem Interkonnektor der CCR Hansa wiederholt, wobei die minimale TTC für jeden Interkonnektor der CCR Hansa und in jeder Richtung als TTC in der jeweiligen Richtung festgelegt ist.
 3. Verwendung des GSK zur Erhöhung der Nettoposition von Gebotszone A bei gleichzeitiger Verringerung der Nettoposition von Gebotszone B zu gleichen Mengen, bis ein Stromkreis bzw. mehrere Stromkreise des Interkonnektors der CCR Hansa die permanent zulässige thermische Belastung erreichen. Die TTC entspricht sodann dem maximalen Austausch zwischen den Gebotszonen.
 4. Der Prozess aus Punkt 3 wird in der Gegenrichtung wiederholt, um die TTC in die Richtung B nach A zu ermitteln.
- $TRM_{A \rightarrow B}$:= Übertragungs-Zuverlässigkeitsmarge für eine Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 6.
- $AAC_{A \rightarrow B}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung $A \rightarrow B$ gemäß Artikel 11.
- $AAC_{B \rightarrow A}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung $\rightarrow A$ gemäß Artikel 11.

3. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung von ATC auf der Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS), einem Hybrid-Interkonnektor und Offshore-Windpark (OWP)-Netzanschluss zwischen DK2-DE/LU.

Die $ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ auf der KF CGS in Richtung von DE/LU \rightarrow DK2 berechnet sich aus:

$$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermisch, DE}}{1 + Verlust_{DE} + Verlust_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermisch, DE} \times Verlust_{DE})}{1 + Verlust_{XB}}, P_{\max\ thermisch, DE} \right), \frac{P_{\max\ thermisch, XB}}{1 + Verlust_{XB}}, P_{\max\ thermisch, DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right) - AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$$

Die $ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$ auf der KF CGS in Richtung von DK2 \rightarrow DE/LU berechnet sich aus:

$$\begin{aligned}
ATC_{KF\ CGS,DK\rightarrow\ DE} = & \alpha_i \\
& \cdot \min\left(\min\left(\frac{P_{\max\ thermisch,DK}}{1 + Verlust_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermisch,DK} \times Verlust_{DK}), \right. \right. \\
& \left. \left. P_{\max\ thermisch,DK}\right), P_{\max\ thermisch, XB}, \frac{P_{\max\ thermisch,DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - Verlust_{XB}}, \right. \\
& \left. \frac{P_{\max\ thermisch,DE} - AAC_{DE}^{Wind}(1 - Verlust_{DE})}{1 - Verlust_{XB} - Verlust_{DE}}\right) - AAC_{KF\ CGS,DK\rightarrow\ DE} \\
& + AAC_{KF\ CGS,DE\rightarrow\ DK}
\end{aligned}$$

Sofern KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($P_{\max\ thermisch,DK}$, $P_{\max\ thermisch,DE}$ oder $P_{\max\ thermisch, XB}$ ist gleich Null):

$$ATC_{KF\ CGS,DE\rightarrow\ DK} = 0$$

Wobei gilt:

DE	:= Gebotszone DE/LU.
DK	:= Gebotszone DK2.
$ATC_{KF\ CGS,DE\rightarrow\ DK}$:= Verfügbare Übertragungskapazität auf KF CGS in Richtung DE/LU → DK2, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt.
$AAC_{KF\ CGS,DE\rightarrow\ DK}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für KF CGS in Richtung DE/LU → DK2 gemäß Artikel 11.
$AAC_{KF\ CGS,DK\rightarrow\ DE}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für KF CGS in Richtung DK2 → DE/LU gemäß Artikel 11.
AAC_{DE}^{Wind}	:= Erwartete Winderzeugung des/der OWP aus der ÜNB-Prognose, der/die Teil der Gebotszone DE/LU und an die KF CGS angeschlossen ist/sind, gemäß Artikel 11.
AAC_{DK}^{Wind}	:= Erwartete Winderzeugung des/der OWP aus der ÜNB-Prognose, der/die Teil der Gebotszone DK2 und an die KF CGS angeschlossen ist/sind, gemäß Artikel 11.
$CP_{OWF, DE}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenene Offshore-Windparks.
$CP_{OWF, DK}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenene Offshore-Windparks.
$Verlust_{DE}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{OWF, DE}$
$Verlust_{XB}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{OWF, DK}$ und $CP_{OWF, DE}$
$Verlust_{DK}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DK2 und $CP_{OWF, DK}$
α_i	:= Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, α_i , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.
$P_{\max\ thermisch,DE}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{OWF, DE}$
$P_{\max\ thermisch, XB}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von $CP_{OWF, DK}$ nach $CP_{OWF, DE}$
$P_{\max\ thermisch,DK}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{OWF, DK}$

Artikel 5

Methode für die Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen

1. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat eine Liste von CNE seiner eigenen Regelzone auf der Grundlage betrieblicher Erfahrung und der Topologie seines Netzes bereitzustellen. In der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa berücksichtigte CNE müssen Teil des Interkonnektors der CCR Hansa sein.
2. CNE in den an die Interkonnektoren der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Leitungen der CCR Hansa und den AC-Netzen reflektieren, werden in den lastflussgestützten Parametern der CCR Nordic und der CCR Core nach deren jeweiligen Methoden für die Auswahl kritischer Netzelemente und den Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen ermittelt.
3. Gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (ii) besteht die Regel zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung darin, nur Interkonnektoren der CCR Hansa in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa zu berücksichtigen, wodurch keine Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen möglich ist.

Artikel 6

Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge

1. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge gilt ausschließlich für eine durch AC-Leitungen angeschlossene Grenze in der CCR Hansa.
2. Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge beruht auf den Grundsätzen der Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung erwarteten Lastflüssen und den in Echtzeit erfolgten Lastflüssen und spezifiziert nachträglich die in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Unsicherheiten.
3. Gemäß Artikel 22 Absatz 2 der CACM-Verordnung berücksichtigt die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge unbeabsichtigte Abweichungen physikalischer Lastflüsse innerhalb einer Marktzeiteinheit, die durch die Anpassung der Lastflüsse innerhalb der Regelzonen und zwischen diesen entstehen, sowie unbeabsichtigte Abweichungen von Lastflüssen, die zwischen dem Kapazitätsberechnungszeitbereich und der Echtzeit eintreten können. Die Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen wird nicht als Unsicherheitsquelle betrachtet, die bei der Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge zu berücksichtigen ist.
4. Die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge besteht aus den folgenden Schritten:
 - a. Identifizierung der Unsicherheitsquellen für jede TTC-Berechnung. Die TTC-Berechnung beruht auf dem CGM, das Annahmen grenzüberschreitender Austausche zwischen Dritten und Prognosen für Wind- und Solarenergieeinspeisung beinhaltet, welche die Erzeugung und Lastmuster sowie die Netztopologie beeinflussen;
 - b. Ableitung unabhängiger Zeitreihen für jede Unsicherheit und Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen (PD) jeder Zeitreihe. Allgemeine Zeitreihen aus einer bereits vorhandenen Datenbank werden als Startpunkt verwendet. Die Zeitreihen umfassen eine angemessene Zeitspanne aus der Vergangenheit, um eine signifikante und repräsentative Datenmenge zu erhalten;
 - c. Faltung einzelner Wahrscheinlichkeitsverteilungen und Ableitung des TRM-Wertes aus der gefalteten Wahrscheinlichkeitsverteilung. Von der gefalteten Wahrscheinlichkeitsverteilung wird das 90. Perzentil genommen.
5. Die Inputs für die TRM-Berechnung - wie in Artikel 6 Absatz 4 Buchstabe a beschrieben - sind von den beteiligten ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren und gemeinsam zu vereinbaren, um einen harmonisierten Ansatz zur Ableitung der Zuverlässigkeitsmarge aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung gemäß Artikel 22 Absatz 3 der CACM-Verordnung sicherzustellen.
6. Die Zuverlässigkeitsmarge ist regelmäßig, mindestens jedoch einmal jährlich durch die ÜNB der CCR Hansa bzw. den benannten CCC zu aktualisieren.

Artikel 7

Methode zur Festlegung der für die Kapazitätsberechnung und die Vergabebeschränkungen relevanten Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 1 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa die in der gemäß Artikel 72 der SO-Verordnung durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen zu beachten. Die in der gemeinsamen Kapazitätsberechnung verwendeten Betriebssicherheitsgrenzen sind dieselben, wie die in der Betriebssicherheitsanalyse verwendeten; daher sind zusätzliche Beschreibungen gemäß Artikel 23 Absatz 2 der CACM-Verordnung nicht erforderlich. Insbesondere haben die ÜNB der CCR Hansa die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität zu beachten.
2. Thermische Grenzwerte der CNE der CCR Hansa sind in dem in Artikel 4 für den Day-Ahead-Zeitbereich und Artikel 12 für den Intraday-Zeitbereich beschriebenen TTC-Berechnungsprozess berücksichtigt.
3. Es wird erwartet, dass Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle in den an die CNE der CCR Hansa angrenzenden AC-Netzelementen, welche die Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den AC-Netzen reflektieren, in den lastflussgestützten Parametern der CCR Nordic und der CCR Core berücksichtigt sind.
4. Die ÜNB der CCR Hansa können die Betriebssicherheitsgrenzen, welche nicht in den lastflussgestützten Parametern benachbarter CCR abgebildet werden können, einschließlich, jedoch nicht beschränkt auf: Spannungshaltungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte und der Grenzwerte für die dynamische Stabilität, gemäß den Bestimmungen aus Artikel 8 Absatz 1 individuell beurteilen.

Artikel 8

Methode zur Vergabebeschränkung

1. Gemäß Artikel 23 Absatz 3 Buchstabe a der CACM-Verordnung können die ÜNB der CCR Hansa - neben den Wirkleistungsflussgrenzwerten an den Interkonnektoren der CCR Hansa - Vergabebeschränkungen, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten und die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können, oder Beschränkungen zur Erhöhung des wirtschaftlichen Überschusses anwenden, wobei Folgendes zu berücksichtigen ist:
 - a. Die Produktion in einer Gebotszone muss oberhalb eines festgelegten Mindestproduktionsniveaus liegen;
 - b. der kombinierte Import bzw. Export aus einer Gebotszone an andere benachbarte Gebotszonen muss begrenzt werden, um ein adäquates Niveau der für einen sicheren Systembetrieb erforderlichen Erzeugungsreserven zu gewährleisten;
 - c. maximale Lastflussänderung in DC-Leitungen zwischen Marktzeiteinheiten (Ramping-Beschränkungen);
 - d. implizite Verlustfaktoren in DC-Leitungen.
2. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a ist gegebenenfalls ein Mindestproduktionsniveau in einer Gebotszone sicherzustellen, um eine Mindestanzahl der im System betriebenen Erzeugungsanlagen zu garantieren, die in der Lage sind, die zur Spannungsstützung benötigte Blindleistung zu liefern bzw. um eine ausreichende Trägheit zur Gewährleistung dynamischer Stabilität sicherzustellen.
3. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe b kann ein ÜNB der CCR Hansa Vergabebeschränkungen im Falle eines zentralen Dispatchmodells nutzen, um ein Mindestmaß an Betriebsreserven für den Bilanzausgleich sicherzustellen. Die eingeführten Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für Import- und Exportrichtungen, abhängig von der vorhergesehenen Bilanzausgleichssituation. Die Details, die Begründung für die Anwendung und die Methode für die Berechnung dieser Art Vergabebeschränkungen werden im Anhang 1 fortgeführt.

4. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe c ist eine Ramping-Beschränkung ein Instrument des Systembetriebes zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit für Frequenzmanagementzwecke. Hierdurch wird die maximale Änderung der DC-Lastflüsse und marktlichen Lastflüsse der KF CGS zwischen Marktzeiteinheiten (max. MW/MTU pro Interkonnektor der CCR Hansa) festgelegt.
5. Gemäß Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d stellt ein impliziter Verlustfaktor an DC-Leitungen während der Kapazitätsvergabe im Falle einer Bewältigung eines impliziten Verlustes sicher, dass die DC-Leitung keinen Lastfluss führt, soweit nicht der Allgemeinwohlnutzen die Kosten der entsprechenden Verluste überwiegt.
6. Jeder ÜNB der CCR Hansa, der die Vergabebeschränkungen nach Artikel 8 Absatz 1 anwendet, muss die Vergabebeschränkung(en) mit den geltenden Grenzen beschreiben und diese den Marktteilnehmern gegenüber zusammen mit einer Begründung in transparenter Weise kommunizieren
7. Die ÜNB der CCR Hansa berichten über statistische Indikatoren für die zonenübergreifende Kapazität, gegebenenfalls auch für die Vergabebeschränkungen für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich im Rahmen eines Zweijahresberichtes zur Kapazitätsberechnung und -vergabe gemäß Artikel 31 der CACM-Verordnung. Auf Anfrage der NRA der CCR Hansa haben die ÜNB der CCR Hansa zusätzliche Informationen über Vergabebeschränkungen zu übermitteln.
8. Die Schattenpreise der angewandten Vergabebeschränkungen in der Kapazitätsvergabe sind zu dokumentieren und von den NEMO an die ÜNB der CCR Hansa und die NRA der CCR Hansa zu übermitteln.
9. Vergabebeschränkungen werden zum Zweck der Vergabe von Kapazität gemäß Artikel 46 und Artikel 58 der CACM-Verordnung verwendet.

Artikel 9

Methode zur Ermittlung von Erzeugungsverlagerungsschlüsseln

1. Für die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge der strahlenförmigen AC-Leitungen - wie in Artikel 4 Absatz 2 beschrieben - wird erwartet, dass die GSK der relevanten Gebotszonen in den CCM der angrenzenden CCR unter Anwendung eines lastflussgestützten Kapazitätsberechnungsansatzes definiert werden. Diese GSK werden angewandt, um die Verteilung des Leistungsflusses auf den Interkonnektoren der CCR Hansa in der CCR Hansa darzustellen.
2. Lastflussinteraktionen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den angrenzenden AC-Netzen werden in den entsprechenden lastflussgestützten Parametern angrenzender CCR wiedergegeben.

Artikel 10

Methode zur Ermittlung der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen

1. Nicht kostenträchtige Entlastungsmaßnahmen sind zur Optimierung der Gesamtübertragungskapazität einzusetzen.
2. Für KF CGS sind alle verfügbaren Entlastungsmaßnahmen einzusetzen, um sicherzustellen, dass die Betriebssicherheitsgrenzen in Fällen, in denen beide der folgenden Bedingungen gelten, nicht verletzt werden:
 - a. Die erwartete Produktion eines Windparks übersteigt das durch die ÜNB der CCR-Hansa erwartete Day-Ahead-Marktergebnis.
 - b. Die volle Übertragungskapazität in Richtung der entsprechenden Gebotszone dieses Windparks wird für das erwartete Marktergebnis dieses Windparks, benannte langfristige Übertragungsrechte, Day Ahead- und Intraday-Austausche eingesetzt.
3. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat individuell die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zur ausschließlichen Berücksichtigung in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa gemäß Artikel 25 Absatz 1 der CACM-Verordnung zu definieren und dem CCC und allen übrigen ÜNB gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung zu übermitteln.
4. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat sicherzustellen, dass Entlastungsmaßnahmen bei der

Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden, wobei die Voraussetzung gilt, dass die nach der Berechnung verbleibenden verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zusammen mit der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 25 Absatz 4 der CACM-Verordnung ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.

5. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat gemäß Artikel 25 Absatz 6 der CACM-Verordnung sicherzustellen, dass die bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen für die Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereiche dieselben sind, vorbehaltlich der technischen Verfügbarkeit für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich.
6. Gemäß Artikel 25 Absatz 2 und 25 Absatz 3 der CACM-Verordnung haben die ÜNB der CCR Hansa jede Anwendung von für die Kapazitätsberechnungsregion verwendeten Entlastungsmaßnahmen mit dem von der CCR Hansa benannten CCC und allen betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren. Alle ÜNB der CCR Hansa haben sich auf die Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, die das Tätigwerden von mehr als einem ÜNB der CCR Hansa erforderlich machen, zu verständigen.
7. Die Regel zur Anpassung des Leistungsflusses sieht vor, dass der CCC der CCR Hansa - sofern Entlastungsmaßnahmen gemäß der CCM angewendet werden - die Kapazität auf den Interkonnektoren der CCR Hansa, auf welche sich die Entlastungsmaßnahme in einer Richtung auswirkt, gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (iv) der CACM-Verordnung anpasst.

Artikel 11

Regeln zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich

1. Im Day-Ahead-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa die zuvor vergebene zonenübergreifende Kapazität (AAC) wie folgt zu berücksichtigen:
 - a. Für nominierte physikalische Übertragungsrechte (PTR) vergebene Kapazität.
 - b. Für den zonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung), mit Ausnahme der systemdienstleistungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe a der CACM-Verordnung.
 - c. Für KF CGS ist AAC^{Wind} die erwartete Winderzeugung des/der OWP basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa.
2. AAC ist im Day-Ahead-Markt entsprechend den Erläuterungen in den mathematischen Beschreibungen aus Artikel 4 zu berücksichtigen.

KAPITEL 2

Kapazitätsberechnungsmethode für den Intraday-Zeitbereich

Artikel 12

Mathematische Beschreibung

1. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung von ATC auf den DC-Leitungen zwischen Gebotszonen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A \rightarrow B$ und $B \rightarrow A$ zu berechnen.

Die $ATC_{i,DC,A\rightarrow B}$ auf einer DC-Leitung i in der Richtung $A\rightarrow B$ wird wie folgt berechnet:

$$ATC_{i,DC,A\rightarrow B} = TTC_{i,A\rightarrow B} - AAC_{i,A\rightarrow B} + AAC_{i,B\rightarrow A}$$

Sofern die DC-Leitung aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($TTC = 0$):

$$ATC_{i,DC,A\rightarrow B} = 0$$

Wobei gilt

- A := Gebotszone A.
- B := Gebotszone B.
- $ATC_{i,DC,A\rightarrow B}$:= Verfügbare Übertragungskapazität auf einer DC-Leitung i in Richtung $A\rightarrow B$, bereitgestellt für den Intraday-Markt.
- $TTC_{i,A\rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität einer DC-Leitung i in Richtung $A\rightarrow B$. Die TTC entspricht der vollen Kapazität der DC-Leitung ohne einen Ausfall des Interkonnektors der CCR Hansa, einschließlich der Konverterstationen.

Die Gesamtübertragungskapazität für eine DC-Leitung i wird wie folgt festgelegt:

$$TTC_{i,A\rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max\ thermisch} * (1 - \beta_{i,Verlust,A\rightarrow B})$$

- $AAC_{i,A\rightarrow B}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $A\rightarrow B$ gemäß Artikel 15.
- $AAC_{i,B\rightarrow A}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine DC-Leitung i in Richtung $B\rightarrow A$ gemäß Artikel 15.
- α_i := Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, α_i , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.
- $P_{i,max\ thermisch}$:= Thermische Kapazität für eine DC-Leitung i .
- $\beta_{i,Verlust,A\rightarrow B}$:= Verlustfaktor für die Bewältigung eines expliziten Netzausfalls für eine DC-Leitung i in Richtung $A\rightarrow B$, wobei es sich abhängig von α_i um einen abweichenden Wert handeln kann. Im Fall einer impliziten Ausfallbewältigung wird der Verlustfaktor auf Null gesetzt, jedoch als Vergabebeschränkung gemäß Artikel 14 berücksichtigt.

2. Die folgende mathematische Beschreibung gilt für die Berechnung der ATC auf den AC-Leitungen. Die Kapazität ist für beide Richtungen, $A\rightarrow B$ und $B\rightarrow A$ zu berechnen.

Die $ATC_{AC,A\rightarrow B}$ an einer Gebotszonengrenze, die durch AC-Leitungen in der Richtung $A\rightarrow B$ verbunden ist, wird berechnet aus:

$$ATC_{AC,A\rightarrow B} = TTC_{A\rightarrow B} - TRM_{A\rightarrow B} - AAC_{A\rightarrow B} + AAC_{B\rightarrow A}$$

Sofern die AC-Leitung der CCR Hansa aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($TTC = 0$):

$$ATC_{AC,A\rightarrow B} = 0$$

Wobei gilt

- A := Gebotszone A.
- B := Gebotszone B.
- $ATC_{AC,A\rightarrow B}$:= Verfügbare Übertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung $A\rightarrow B$, bereitgestellt für den Intraday-Markt.
- $TTC_{A\rightarrow B}$:= Gesamtübertragungskapazität einer Gebotszonengrenze in Richtung $A\rightarrow B$.

Die TTC wird gemäß den folgenden Schritten ermittelt:

1. Durchführung einer Lastflussberechnung unter Verwendung des CGM und

der GSK gemäß Artikel 9.

2. Bei der Bewertung der Belastung der einzelnen Stromkreise des Interkonnektors der CCR Hansa und zwecks Berücksichtigung des N-1-Sicherheitskriteriums werden die Prozesse aus den Punkten 3 und 4 mit der Abschaltung jedes einzelnen Stromkreises an dem Interkonnektor der CCR Hansa wiederholt, wobei die minimale TTC für jeden Interkonnektor der CCR Hansa und in jede Richtung als TTC in die jeweilige Richtung festgelegt ist.
3. Verwendung des GSK zur Erhöhung der Nettoposition von Gebotszone A bei gleichzeitiger Verringerung der Nettoposition von Gebotszone B zu gleichen Mengen, bis ein Stromkreis bzw. mehrere Stromkreise des Interkonnektors der CCR Hansa die permanent zulässige thermische Belastung erreichen. Die TTC entspricht sodann dem maximalen Austausch zwischen den Gebotszonen.
4. Der Prozess aus Punkt 3 wird in der Gegenrichtung wiederholt, um die TTC in die Richtung B nach A zu ermitteln.

- $TRM_{A \rightarrow B}$:= Übertragungs-Zuverlässigkeitsmarge für eine Gebotszonengrenze in Richtung A \rightarrow B gemäß Artikel 14.
- $AAC_{A \rightarrow B}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung A \rightarrow B gemäß Artikel 15.
- $AAC_{B \rightarrow A}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für eine Gebotszonengrenze in Richtung \rightarrow A gemäß Artikel 15.

3. Die folgende mathematische Beschreibung gilt ausschließlich für die Berechnung von ATC auf der KF CGS. Die darauf basierende Kapazitätsberechnung ergibt die Mindestkapazität für den Markt.

Die $ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$ auf der KF CGS, in Richtung von DE/LU \rightarrow DK2 berechnet sich aus:

$$ATC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermisch, DE}}{1 + Verlust_{DE} + Verlust_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermisch, DE} \times Verlust_{DE})}{1 + Verlust_{XB}}, P_{\max\ thermisch, DE} \right), \frac{P_{\max\ thermisch, XB}}{1 + Verlust_{XB}}, P_{\max\ thermisch, DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right) - AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$$

Die $ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE}$ auf der KF CGS, in Richtung von DK2 \rightarrow DE/LU berechnet sich aus:

$$ATC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(\frac{P_{\max\ thermisch, DK}}{1 + Verlust_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermisch, DK} \times Verlust_{DK}), P_{\max\ thermisch, DK} \right), P_{\max\ thermisch, XB}, \frac{P_{\max\ thermisch, DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - Verlust_{XB}}, \frac{P_{\max\ thermisch, DE} - AAC_{DE}^{Wind}(1 - Verlust_{DE})}{1 - Verlust_{XB} - Verlust_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS, DK \rightarrow DE} + AAC_{KF\ CGS, DE \rightarrow DK}$$

Sofern KF CGS aufgrund einer geplanten oder ungeplanten Abschaltung nicht in Betrieb ist ($P_{\max \text{ thermisch,DK}}$, $P_{\max \text{ thermisch,DE}}$ oder $P_{\max \text{ thermisch,XB}}$ ist gleich Null):

$$ATC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}} = 0$$

Wobei gilt:

DE	:= Gebotszone DE/LU.
DK	:= Gebotszone DK2.
$ATC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}}$:= Verfügbare Übertragungskapazität auf KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2, bereitgestellt für den Day-Ahead-Markt.
$AAC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für KF CGS in Richtung DE/LU \rightarrow DK2 gemäß Artikel 15.
$AAC_{\text{KF CGS,DK} \rightarrow \text{DE}}$:= Bereits vergebene und benannte Kapazität für KF CGS in Richtung DK2 \rightarrow DE/LU gemäß Artikel 15.
$AAC_{\text{DE}}^{\text{Wind}}$:= Erwartete Winderzeugung des/der OWP aus der ÜNB-Prognose, die Teil der Gebotszone DE/LU und an die KF CGS angeschlossen ist/sind, gemäß Artikel 15.
$AAC_{\text{DK}}^{\text{Wind}}$:= Erwartete Winderzeugung des/der OWP aus der ÜNB-Prognose, die Teil der Gebotszone DK2 und an die KF CGS angeschlossen ist/sind, gemäß Artikel 15.
$CP_{\text{OWF, DE}}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DE/LU an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks.
$CP_{\text{OWF, DK}}$	Anschlusspunkt des in der Gebotszone DK2 an KF CGS angeschlossenen Offshore-Windparks.
$\text{Verlust}_{\text{DE}}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DE/LU und $CP_{\text{OWF, DE}}$
$\text{Verlust}_{\text{XB}}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt in $CP_{\text{OWF, DK}}$ und $CP_{\text{OWF, DE}}$
$\text{Verlust}_{\text{DK}}$:= Elektrische Verluste zwischen dem Anschlusspunkt von KF CGS in der Gebotszone DK2 und $CP_{\text{OWF, DK}}$
α_i	:= Durch geplante und ungeplante Ausfälle definierter Verfügbarkeitsfaktor der Anlage, α_i , als reelle Zahl zwischen und einschließlich 0 und 1.
$P_{\max \text{ thermisch,DE}}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DE/LU nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermisch,XB}}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von $CP_{\text{OWF, DK}}$ nach $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermisch,DK}}$:= Thermische Kapazität für Leitungsabschnitt von Gebotszone DK2 nach $CP_{\text{OWF, DK}}$

Artikel 13

Häufigkeit der Neubeurteilung der Kapazität im Intraday-Zeitbereich

1. Die Gesamtübertragungskapazität für den Intraday-Zeitbereich wird vom CCC neu beurteilt, wenn aktualisierte gemeinsame Intraday-Netzmodelle verfügbar sind, mindestens jedoch einmal im Intraday-Zeitbereich.
2. Im Fall unvorhergesehener Ereignisse auf den Interkonnektoren der CCR Hansa und sofern diese die zonenübergreifende Kapazität beeinträchtigen würden, wird die Kapazität im Intraday-Zeitbereich erneut durch den CCC beurteilt.
3. Die bereits vergebene Kapazität - wie in Artikel 15 definiert - wird ständig aktualisiert.
4. Spätestens 30 Tage nach der Genehmigung dieser CCM für die CCR Hansa informieren die ÜNB der CCR Hansa den Markt darüber, zu welchem Zeitpunkt die zonenübergreifende Intraday-Kapazität freigegeben wird. Sofern die zonenübergreifende Kapazität nach dem Zeitpunkt für die Öffnung der zonenübergreifenden einheitlichen Intraday-Kopplung (SIDC) freigegeben wird, werden die ÜNB der CCR Hansa die Begründung hierfür übermitteln.

Artikel 14

Methoden zur Auswahl kritischer Netzelemente und Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch, Ermittlung der für die Kapazitätsberechnung relevanten Zuverlässigkeitsmarge, Betriebssicherheitsgrenzen und Ausfälle und der in der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Vergabebeschränkungen, Erzeugungsverlagerungsschlüssel und Entlastungsmaßnahmen

Die Artikel 5 bis 10 dieser CCM für den Day-Ahead-Zeitbereich gelten auch für den Intraday-Zeitbereich.

Artikel 15

Regeln zur Berücksichtigung zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität im Intraday-Zeitbereich

1. Im Intraday-Zeitbereich haben die ÜNB der CCR Hansa die zuvor vergebene zonenübergreifende Kapazität (AAC) wie folgt zu berücksichtigen:
 - a. Für nominierte physikalische Übertragungsrechte (PTR) vergebene Kapazität.
 - b. Für den zonenübergreifenden Austausch von Systemdienstleistungen vergebene Kapazität gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der EB-Verordnung, mit Ausnahme der Systemdienstleistungen gemäß Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe a der CACM-Verordnung.
 - c. Im Day-Ahead-Markt nominierte Kapazität.
 - d. Für KF CGS ist AAC^{Wind} die erwartete Winderzeugung des/der OWP basierend auf den Prognosen der relevanten ÜNB der CCR Hansa.
2. AAC ist im Intraday-Markt entsprechend den mathematischen Beschreibungen aus Artikel 12 zu berücksichtigen.

KAPITEL 3

Gemeinsame Bestimmungen, die sowohl für Day-Ahead- als auch für Intraday-Zeitbereiche gelten

Artikel 16

Methode zur Validierung der zonenübergreifenden Kapazität

1. Unter Bezugnahme auf Artikel 26 Absatz 1 der CACM-Verordnung hat jeder ÜNB der CCR Hansa die für seine Gebotszongrenzen relevante und vom CCC übermittelte zonenübergreifende Kapazität zu validieren und hat das Recht, diese zu korrigieren.
2. Da gemäß Artikel 5a lediglich Interkonnektoren der CCR Hansa als CNE in der Kapazitätsberechnung der CCR Hansa enthalten sind, gilt eine Situation, in der ein internes AC-Netzelement eine Korrektur der verfügbaren zonenübergreifenden Kapazität erfordert, nicht für die CCR Hansa.
3. Unter Bezugnahme auf Artikel 26 Absatz 3 der CACM-Verordnung kann jeder ÜNB die zonenübergreifende Kapazität während der Validierung gemäß Artikel 16 Absatz 1 aus Gründen der Betriebssicherheit verringern.
4. Jeder ÜNB der CCR Hansa hat die zonenübergreifende Kapazität zu validieren, indem er überprüft, dass die von dem ÜNB der CCR Hansa gemäß Artikel 29 Absatz 1 der CACM-Verordnung übermittelten korrekten Eingangsdaten verwendet werden. Die ÜNB der CCR Hansa können Validierungstools einsetzen und ihre eigenen Berechnungen unter Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells durchführen.
5. Eine Erhöhung der in der Validierungsphase vorgeschlagenen zonenübergreifenden Kapazität ist gemeinsam von den betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu vereinbaren.
6. Alle Informationen zu einer erhöhten bzw. verminderten zonenübergreifenden Kapazität von benachbarten CCC werden von dem CCC der CCR Hansa an die ÜNB der CCR Hansa zur Berücksichtigung während der Validierung übermittelt.

7. Jeder ÜNB der CCR Hansa übermittelt dem CCC der CCR Hansa und den übrigen ÜNB der CCR Hansa die von ihm validierte Kapazität. Sofern ein ÜNB der CCR Hansa Kapazität korrigiert, hat er dem CCC und den übrigen ÜNB der CCR Hansa eine Begründung hierfür vorzulegen.
8. Der CCC der CCR Hansa hat sich während des Validierungsprozesses gemäß Artikel 26 Absatz 4 der CACM-Verordnung mit benachbarten CCC abzustimmen, wobei mindestens die Korrekturen in der zonenübergreifenden Kapazität zwischen ihnen ausgetauscht werden.
9. Sofern Kapazitäten an einer bestimmten Gebotszonengrenze regelmäßig durch die ÜNB der CCR Hansa korrigiert werden, haben die ÜNB der CCR Hansa den Kapazitätsberechnungsprozess, einschließlich der CCM zu bewerten und nach Möglichkeit anzupassen, um die Notwendigkeit von Korrekturen zukünftig zu verringern.
10. Alle drei Monate hat der CCC der CCR Hansa alle während der Validierung zonenübergreifender Kapazität vorgenommenen Reduzierungen an alle NRA der CCR Hansa zu melden. In diesem Bericht ist gemäß den Anforderungen aus Artikel 26 Absatz 5 der CACM-Verordnung auch anzugeben, wo, in welchem Umfang und weshalb es eine Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität gab.

Artikel 17

Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente

Die Interkonnektoren der CCR Hansa sind die einzigen CNE, die in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden. Keines dieser Elemente oder deren Lastflusskapazitäten werden zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vi) oder zwischen Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und anderer CCR gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b (vii) geteilt.

Artikel 18

Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung

Für den Fall, dass die Kapazitätsberechnung nicht vom CCC der CCR Hansa durchgeführt werden kann, werden die betroffenen ÜNB der CCR Hansa die zonenübergreifenden Kapazitäten bilateral berechnen und vereinbaren. Die ÜNB der CCR Hansa haben die CCM jeweils anzuwenden und die endgültige zonenübergreifende Kapazität wird unter Verwendung des Mindestwertes der von den ÜNB der CCR Hansa an der betreffenden Gebotszonengrenze berechneten Kapazitäten ermittelt. Die betreffenden ÜNB der CCR Hansa haben dem CCC der CCR Hansa und den übrigen ÜNB der CCR Hansa die Kapazitäten zu übermitteln.

KAPITEL 4

Schlussbestimmungen

Artikel 19

Implementierung

1. Die Implementierung dieser CCM ist ein schrittweiser Prozess mit den folgenden Meilensteinen:
 - a. Der CCC der CCR Hansa wird gemäß Artikel 27 Absatz 2 der CACM-Verordnung eingerichtet und betrieben.
 - b. Implementierung der Methode für das gemeinsame Netzmodell.
 - c. Die lastflussgestützten CCMs der CCR Core und der CCR Nordic wurden einschließlich der Erweiterten Hybridkopplung für die Interkonnektoren in der CCR Hansa implementiert.
 - d. Die Day-Ahead-CCM ist implementiert. Gemäß Artikel 20 Absatz 8 ist über 6 Monate ein Test der Methode mit den CCR Nordic und Core zu koordinieren.
 - e. Die Einheitliche Intraday-Marktkopplungslösung (SIDC) kann lastflussgestützte Parameter anwenden und relevante ÜNB- und NEMO-Prozesse wurden entsprechend adaptiert.
 - f. Die CCM für den Intraday-Zeitbereich ist implementiert.

2. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe a berechnet der CCC der CCR Hansa mit seiner Ernennung und seiner Betriebsaufnahme die zonenübergreifende Kapazität, während die ÜNB der CCR Hansa die Ergebnisse ihrer Kapazitätsberechnungen für das AC-Netz an den CCC auf der Grundlage aktueller Methoden übermitteln. Die berechnete Mindestkapazität gilt vorrangig und wird durch den CCC der CCR Hansa angewandt. Die resultierenden zonenübergreifenden Kapazitäten sind von jedem ÜNB der CCR Hansa für seine Gebotszonengrenzen zu validieren. Der CCC der CCR Hansa stellt die validierten zonenübergreifenden Kapazitäten für den Vergabemechanismus bereit.
3. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe b werden die ÜNB der CCR Hansa - mit der Implementierung der gemeinsamen 2-Day-Ahead-, Day-Ahead- und Intraday-Netzmodelle - denselben CGM-Input in ihren jeweiligen Kapazitätsberechnungsprozessen der CCR Hansa verwenden. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Prognose von Bedarf, Erzeugung und Leitungsverfügbarkeit dieselbe ist, wodurch die Koordination der Kapazitätsberechnung erhöht wird.
4. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 Buchstabe c wird - mit der Implementierung der lastflussgestützten CCM der die Erweiterte Hybridkopplung nutzenden CCR Core und CCR Nordic - der Einfluss der Interkonnektoren der CCR Hansa auf das AC-Netz marktgetrieben sein und so eine Gleichbehandlung der Gebotszonengrenzen der CCR Hansa und der Gebotszonengrenzen der angrenzenden CCR sicherstellen. Bis zu dieser vollen Implementierung der CCM der CCR Hansa für den Day-Ahead-Markt werden für den Fall, dass AHC noch in keiner der angrenzenden CCR implementiert ist oder die lastflussgestützten CCM der angrenzenden CCR keine Auswahl von für die Austausch der CCR Hansa relevanten kritischen Netzelemente (CNE) beinhalten, die ÜNB der CCR Hansa der in Artikel 19 Absatz 3 beschriebenen Kapazitätsberechnung für diese angrenzenden CCR folgen. Dies impliziert, dass der Kapazitätsberechnungsprozess an den Gebotszonengrenzen der CCR Hansa auch dann fortgeführt wird, wenn die CCR Core die lastflussgestützte CCM unter Verwendung der Standard-Hybridkopplung implementiert hat. Bevor die Erweiterte Hybridkopplung die von den ÜNB der CCR Hansa an jeder Seite der Interkonnektoren der CCR Hansa angewandte NTC-Berechnung ersetzt, wird eine Testphase von 6 Monaten mit der CCR Nordic bzw. der CCR Core gemäß den Anforderungen aus Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung koordiniert.
5. Mit der Anwendung der lastflussgestützten CCM in der SIDC und der Anpassung der Prozesse auf Seiten der relevanten ÜNB und NEMO der CCR Hansa besteht keine Notwendigkeit, lastflussgestützte Parameter in ATC-Beschränkungen für den Intraday-Markt zu übersetzen und die CCM der CCR Hansa für den Intraday-Markt kann nach einer sechsmonatigen Testphase gemäß Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung vollständig implementiert werden.

Artikel 20

Sprache

1. Die Referenzsprache für diese CCM ist Englisch.
2. Sofern ÜNB der CCR Hansa diese CCM in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind diese ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 14 der CACM-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung der CCM vorzulegen.

Anhang 1

Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE gemäß Artikel 8 Absatz 3

Vergabebeschränkungen in Polen werden gemäß Artikel 8 Absatz 3 der CCM angewandt. Diese Beschränkungen spiegeln die Fähigkeit der polnischen Erzeuger wider, die Erzeugung zu erhöhen (potentielle Beschränkung in Export-Richtung) oder zu verringern (potentielle Beschränkung in Import-Richtung). Dies unterliegt den Beschränkungen individueller Erzeugungseinheiten sowie der Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung von Mindesterzeugungsreserven, die für den sicheren Betrieb des gesamten polnischen Stromsystems erforderlich sind. Dies wird in den folgenden Teilen dieses Anhangs ausführlich erläutert.

Begründung der Implementierung der Vergabebeschränkungen auf PSE-Seite

Die Implementierung von Vergabebeschränkungen auf Seiten von PSE bezieht sich auf die Tatsache, dass die Verantwortlichkeit polnischer ÜNB hinsichtlich des Systemausgleichs unter den Bedingungen eines integrierten fahrplanbasierten Marktmodells (auch als zentrales Einsatzmodell bezeichnet) maßgeblich auf die standardmäßige Verantwortlichkeit von ÜNB in sogenannten Selbsteinsatz-Marktmodellen erweitert wird. Letzteres wird üblicherweise bis zu einem Hour-Ahead-Zeitbereich definiert (einschließlich Echtzeit-Operationen), während dies für PSE als polnischen ÜNB auf kurze (Intraday und Day-Ahead) Laufzeiten erweitert wird. Daher trägt PSE die Verantwortung, die in einem Selbsteinsatzmarkt den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zugewiesen wird. Aus diesem Grund muss sich PSE um Backup-Erzeugungsreserven für das gesamte polnische Stromsystem kümmern, was zu einer Implementierung von Vergabebeschränkungen führen kann, wenn dies für die Sicherstellung der Betriebssicherheit des polnischen Stromsystems in Bezug auf die Erzeugung von Kapazitäten für eine Aufwärts- oder Abwärtsregulierung und den verbleibenden Bedarf erforderlich ist⁴. In Selbsteinsatzmärkten sind die BKV selbst für ihre Erzeugungsreserven und Lastverfolgung zuständig, während die ÜNB diese nur für Ausfälle in Zeiträumen von bis zu einer Stunde im Voraus sicherstellen müssen. In einem zentralen Einsatzmarkt setzen die ÜNB Erzeugungseinheit ein, um die Balance zwischen Erzeugung und Nachfrage zu wahren. Dabei werden betriebliche Beschränkungen, Übertragungsbeschränkungen und Reserveanforderungen berücksichtigt. Dies wird in einem integrierten Fahrplanerstellungsprozess als Optimierungsproblem realisiert, das als „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC) und „Security Constrained Economic Dispatch“ (SCED) bezeichnet wird. Daher stellen diese beiden Ansätze (d.h. Selbsteinsatzmarkt und Zentraleinsatzmarkt) eine ähnliche Stufe der Machbarkeit bzgl. der Übertragungskapazitäten sicher, die dem Markt in Hinblick auf Erzeugungskapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

Es wurde vorstehend ausgeführt, dass eine systemische Interpretation aller Netz-Codices erforderlich ist, um deren kohärente Anwendung sicherzustellen. In der SO-Verordnung involvieren die Definitionen spezifischer Systemzustände eine Rolle signifikanter Netznutzer (Erzeugungsmodule und Verbrauchsanlagen). Im Normalzustand erfordert ein Übertragungsnetz ausreichende Wirkleistungs- und Blindleistungsreserven, um auftretenden Ausfällen standzuhalten (Artikel 18) - der mögliche Einfluss solcher Probleme auf den zonenübergreifenden Handel wurde vorstehend erwähnt. Betriebssicherheitsgrenzen im Sinne der SO-Verordnung sind ebenfalls nicht als geschlossener Satz definiert, da Artikel 25 jeden ÜNB verpflichtet, für jedes seiner Übertragungsnetzbetriebsmittel betriebliche Sicherheitsgrenzwerte festzulegen und dabei mindestens die folgenden physikalischen Parameter zu berücksichtigen (...). Die Definition der CACM-Verordnung von Ausfall (ermittelte und mögliche oder bereits eingetretene Störung eines Elements, die nicht nur die Elemente des Übertragungsnetzes einschließt, sondern auch wichtige Netznutzer und Elemente des Verteilernetzes, sofern diese für die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes relevant sind) steht daher im Einklang mit dem vorgenannten Rahmen der SO-Verordnung und zeigt, dass die Anwendung der CACM-Verordnung Umstände im Zusammenhang mit Erzeugung und Last involvieren sollte.

Im Hinblick auf die Art und Weise, in der PSE Regelreserven beschafft, ist darauf hinzuweisen, dass die EB-Verordnung es den ÜNB erlaubt, integrierte Fahrplanerstellungs-Prozesse anzuwenden, in denen Energie und Reserven gleichzeitig beschafft werden (inhärentes Merkmal des zentralen Einsatzsystems). In einem solchen Fall erfordert die Gewährleistung ausreichender Reserven die Festlegung einer Begrenzung dahingehend, wie viel Elektrizität von dem System insgesamt importiert bzw. exportiert werden kann (nachstehend näher erläutert). Sofern die CACM-Verordnung als Ausschluss einer solchen Lösung interpretiert wird und unterstellt, dass ein ÜNB Kapazität auch dann anbietet, wenn dies gegebenenfalls zu unzureichenden Reserven führt, würde dies dazu führen, dass die Bestimmungen der EB-Verordnung nichtig wären und eine Einhaltung der SO-Verordnung unmöglich machen, mindestens jedoch deutlich erschweren.

⁴ Restbedarf ist der Teil des Endverbraucherbedarfs, der nicht durch kommerzielle Verträge (Erzeugungs-Selbstfahrpläne) gedeckt ist.

Spezifikation verletzter Sicherheitsgrenzwerte, sofern die Vergabebeschränkung nicht angewendet wird

Im Hinblick auf die verwendeten Beschränkungen zur Gewährleistung ausreichender betrieblicher Reserven, wenn ein verbundenes System unter unzureichenden Reserven im Fall unerwarteter Ausfälle bzw. geplanter Laständerungen leidet (gilt für zentrale Einsatzsysteme), kann eine nachhaltige Abweichung von geplanten Austauschen der betreffenden ÜNB die Folge sein. Diese Abweichungen können zu einem Ungleichgewicht im gesamten Synchronbereich führen und ein Abweichen der Systemfrequenz von deren nominalem Niveau zur Folge haben. Auch wenn Frequenzgrenzwerte nicht verletzt werden, aktiviert im Ergebnis eine Abweichung Frequenzerhaltungsreserven, die daher nicht für andere Ausfälle verfügbar sind, wenn sie bestimmungsgemäß benötigt werden. Sofern sich ein anderer Ausfall materialisiert, kann die Frequenz infolgedessen leicht über ihre Sicherheitsgrenzwerte hinausgehen - mit allen damit verbundenen negativen Konsequenzen. Deshalb kann eine solche Situation zu einem Verstoß gegen Betriebssicherheitsgrenzwerte führen und muss verhindert werden, indem notwendige Reserven innerhalb aller Gebotszonen behalten werden, sodann kein ÜNB nachhaltig von seinem Fahrplan abweicht (d.h. um mehr als 15 Minuten, innerhalb derer eine Frequenzwiederherstellungsreserve vollständig von einem bestimmten ÜNB einzusetzen ist). Schließlich wird das sich aus unzureichenden betrieblichen Reserven ergebende Unvermögen, einen fahrplanbezogenen Ausgleich aufrecht zu erhalten, zu unkontrollierten Veränderungen in Lastflüssen führen, was eine Überlastung von Leitungen (d.h. Überschreitung der thermischen Grenzwerte) auslösen kann und in der Folge zu einem Systemsplitting mit unterschiedlichen Frequenzen in jedem der Untersysteme führen kann. Das vorgenannte Problem berührt PSE aus den im nachfolgenden Absatz erläuterten Gründen auf andere Weise als die übrigen ÜNB.

PSEs Rolle beim Systemausgleich

PSE setzt alle wesentlichen Erzeugungseinheiten in Polen unter Berücksichtigung ihrer betrieblichen Merkmale und Übertragungsbeschränkungen direkt ein, um die erwartete Last abzudecken. Dabei müssen angemessene Reserveanforderungen bedacht werden. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, nutzt PSE den Prozess der operativen Planung, die drei Jahre im Voraus mit relevanter Wartungskoordination beginnt und über jährliche, monatliche und wöchentliche Aktualisierungen für das Day-Ahead-SCUD und SCED. Die Resultate dieses Day-Ahead-Marktes werden dann stetig in einem Intraday-Zeitbereich bis zur Echtzeit-Operation aktualisiert.

In einem jährlichen Zeitbereich versucht PSE, die Anfragen bzgl. Wartungsarbeiten von Erzeugern über das Jahr hinweg so zu verteilen, dass die minimale Year-Ahead-Reservemarge⁵ (überprognostizierte Lasten schließen bereits vergebene Kapazitäten bei Interconnections ein) jeden Monat dem Durchschnitt entspricht. Die monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen zielen darauf ab, jeden Tag eine bestimmte Reservemarge zu halten⁶, sofern möglich. Dieser Vorgang beinhaltet außerdem die Planung für die Netzwerkinstandhaltung, daher werden auch alle Beschränkungen aus dem Netzwerkbetrieb bedacht.

Der Day-Ahead-SCUC-Prozess zielt darauf ab, eine festgelegte⁷ (bzw. schnell aktivierte - derzeit in Polen nur Einheiten in Pumpspeicherkraftwerken) Reserveleistungsmarge für jede Stunde des nächsten Tages zu erreichen, die eine Auf- und Abwärtsregulierung ermöglicht. Dies beinhaltet Strom aus Primär- und Sekundärregelung, die als Zusatzleistung im Voraus unter Vertrag genommen werden. Der Rest dieser Reserve kommt durch die Nutzung von Ausgleichsgeboten, die von allen zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten eingereicht werden müssen (in der Praxis sind das alle Einheiten, die an das Übertragungsnetzwerk und größere im 110kV Netz angeschlossen sind, ausgenommen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), da diese hauptsächlich nach Wärmenachfrage operieren). Die restliche Erzeugung wird als von den Eigentümern geplant betrachtet, was eine praktikable Lösung darstellt, wenn man deren stabilen Charakter bedenkt (KWK, kleine Thermal- und Hydroerzeuger). Die einzige Ausnahme dieser Regel stellen die Windkrafterzeuger dar, da diese aufgrund ihrer Unberechenbarkeit von PSE selbst prognostiziert werden. Daher hat PSE das Recht, jegliche verfügbare, zentral eingesetzte Erzeugung im Normalbetrieb zu nutzen, um das System auszugleichen. Die negativen Reserveanforderungen in Schwachlastphasen (nachts) und der potentielle Pumpenbetrieb von Pumpspeichieranlagen werden ebenfalls berücksichtigt.

5 Die Erzeugungsreservemarge wird durch den polnischen Netzcode reguliert und liegt derzeit bei 18 % (Ziffer II.4.3.4.18). Sie ist abhängig von den Ergebnissen der Entwicklung betrieblicher Planungsprozesse Änderungen unterworfen.

6 Die Erzeugungsreservemarge für die monatliche und wöchentliche Koordination wird ebenfalls durch den polnischen Netzcode (Ziffer II.4.3.4.18) reguliert und liegt derzeit bei 17 % bzw. 14 %.

7 Die festgelegten Werte betragen entsprechend: 9 % über dem prognostizierten Bedarf für die Aufwärtsregulierung und 500 MW für die Abwärtsregulierung. Diese Werte werden durch den polnischen Netzcode (Ziffer 4.3.4.19) reguliert und unterliegen Änderungen.

Die weiteren Aktualisierungen von SCUC/SCED während des Betriebstages berücksichtigen jegliche Änderungen im System (Zwangsabschaltungen und jegliche Beschränkungen von Erzeugungseinheiten und Netzelementen, Aktualisierungen von Last- und Windprognosen etc.). Diese Herangehensweise ermöglicht es, die One-Hour-Ahead-Reserveleistung auf einem Minimalniveau von 1000 MW zu halten, d.h. dem potenziellen Verlust der größten Erzeugungseinheit von derzeit 850 MW (vorbehaltlich von Änderungen mit der Inbetriebnahme neuer Einheiten) und ca. 150 MW Primärregelreserve (Frequenzerhaltungsreserve) als PSEs Anteil im RGCE.

Bestimmung von Vergabebeschränkungen in Polen

Bei der Bestimmung von Vergabebeschränkungen berücksichtigt der polnische ÜNB die aktuellsten Informationen zu den vorgenannten technischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten, der prognostizierten Stromsystemlast sowie den im gesamten polnischen Stromsystem benötigten Mindestreservemargen, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und Import-/Exportverträge abzudecken, die aus früheren Kapazitätsvergabe-Zeithorizonten einzuhalten sind.

Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für jede Marktzeiteinheit und gelten separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen.

Für jede Stunde werden die Beschränkungen nach der folgenden Gleichung berechnet:

$$\text{EXPORT}_{\text{Beschränkung}} = P_{SKN} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NSKN} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{Beschränkung}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{SKNmin} - P_{NSKN} \quad (2)$$

Wobei gilt:

P_{SKN}	Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugern angegeben ⁸
P_{SKNmin}	Summe der technischen Minima der zentral eingesetzten Einheiten in Betrieb
P_{NSKN}	Summe der Pläne von Erzeugungseinheiten, die nicht zentral von den Erzeugern eingesetzt werden (für Windparks: prognostiziert von PSE)
P_{NA}	Erzeugung aufgrund von Netzbeschränkungen nicht verfügbar (sowohl geplante Abschaltung und/oder voraussichtliche Engpässe).
P_{ER}	Berichtigung der Erzeugungs-Nichtverfügbarkeit aufgrund von Problemen, die nicht von den Erzeugern angegeben wurden, prognostiziert von PSE aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z.B. Kühlzuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten)
P_L	Von PSE prognostizierter Bedarf
P_{UPres}	Mindestreserve für Aufwärtsregulierung
$P_{DOWNres}$	Mindestreserve für Abwärtsregulierung

Als Beispiel für die praktische Festlegung der Vergabebeschränkungen im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung werden die Abbildungen 1 und 2 angeführt. Sie stellen dar, wie vom ÜNB eine Prognose der polnischen Strombalance für jede Stunde des nächsten Tages morgens Day-Ahead entwickelt wird, um Reserven bei den Erzeugungskapazitäten für potentielle Exporte bzw. Importe für den Day Ahead-Markt zu bestimmen. Für den Intraday-Markt gilt dieselbe Methode mutatis mutandis.

Eine Vergabebeschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Export geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interkonnektoren in Exportrichtung. Eine Vergabebeschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der Δ -Import geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interkonnektoren in Importrichtung.

⁸ Es ist zu beachten, dass Erzeugungseinheiten, die auf der Grundlage strategischer Reserveverträge mit dem ÜNB aus dem Markt herausgehalten werden, in dieser Berechnung nicht berücksichtigt werden.

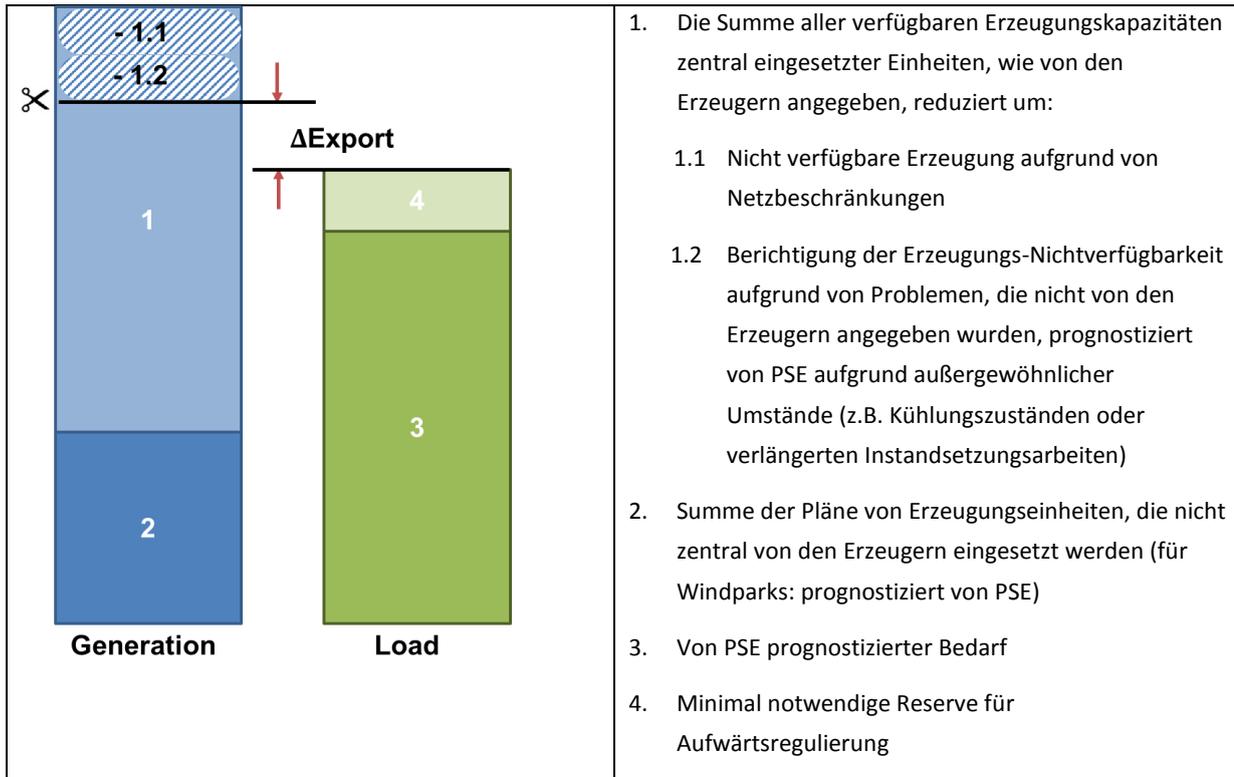


Abbildung 1: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

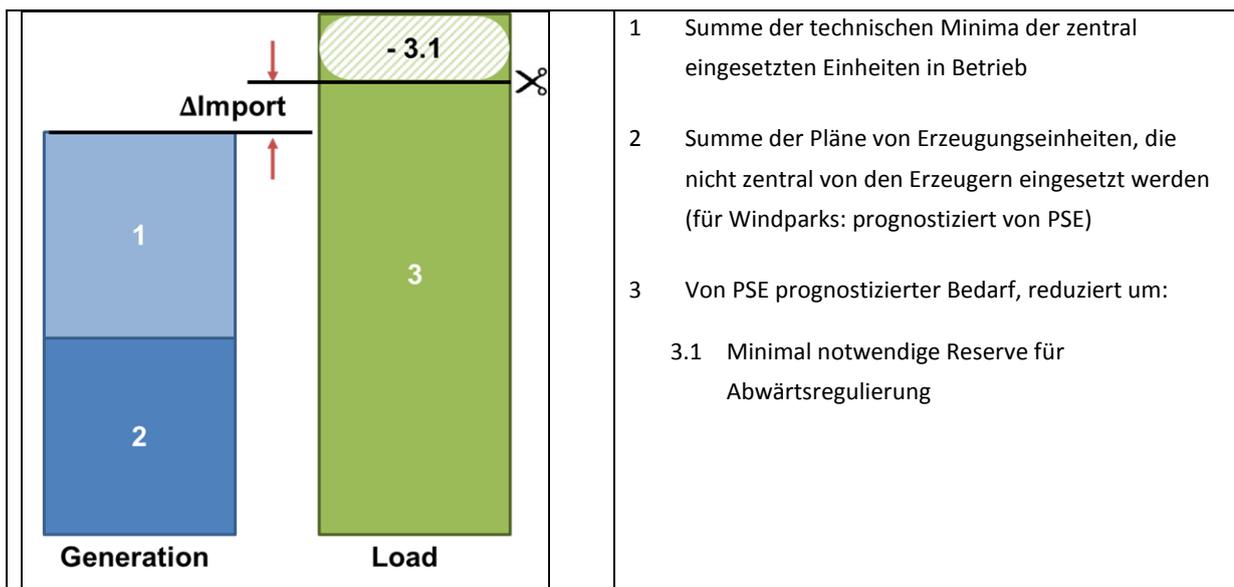


Abbildung 2: Festlegung der Vergabebeschränkungen in Import-Richtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

Häufigkeit der Neubewertung

Vergabebeschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeithorizont der Kapazitätsvergabe - von Forward bis Day-Ahead und Intraday - bestimmt. Im Fall des Day-Ahead-Prozesses werden diese am Morgen von D-1 berechnet, was zu unabhängigen Werten für jede Marktzeiteinheit, separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen, führt.

Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf die einheitliche Day-Ahead-Kopplung und die einheitliche Intraday-Kopplung

Vergabebeschränkungen in Form von Vergabebeschränkungen, wie von PSE angewandt, mindern nicht die Effizienz der Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplungsprozesse. In Anbetracht der Notwendigkeit, eine adäquate Verfügbarkeit von Erzeugung und Erzeugungsreserven innerhalb des polnischen Stromsystems durch PSE als nach dem zentralen Einsatzmarktmodell handelnder ÜNB zu gewährleisten und der Tatsache, dass PSE keine betrieblichen Reserven im Vorfeld des Marktkopplungsprozesses beschafft, ist die Auferlegung von Beschränkungen für den maximalen Import und Export in Marktkopplungsprozessen - sofern erforderlich - der effizienteste Weg, Systemsicherheit und Handel in Einklang zu bringen. Dieser Ansatz führt mindestens zu demselben Niveau von Erzeugungskapazitäten, die am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen, wie dies in Selbsteinsatzsystemen der Fall ist, wo Reserven im Voraus von BKV bzw. ÜNB beschafft werden, sodass sie ebenfalls nicht am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen. Darüber hinaus besteht hierdurch die Möglichkeit, einen Wettbewerb zwischen dem ÜNB und den Marktteilnehmern um Erzeugungsressourcen zu vermeiden.

Es muss betont werden, dass die in Polen angewandten Vergabebeschränkungen nicht die Fähigkeit eines Hansa-Landes zum Austausch von Energie berühren, da diese Beschränkungen lediglich den polnischen Export bzw. Import betreffen. Daher ist ein Transit über Polen im Fall der Anwendung von Vergabebeschränkungen möglich.

Auswirkung von Vergabebeschränkungen auf angrenzende CCR

Vergabebeschränkungen werden für das gesamte polnische Stromsystem bestimmt, d.h. dass sie gleichzeitig für alle CCR angewandt werden können, in denen PSE mindestens eine Grenze hat (d.h. Core, Baltic und Hansa).

Es muss betont werden, dass sich diese Lösung als effizienteste Anwendung von Vergabebeschränkungen erwiesen hat. Die separate Berücksichtigung von Vergabebeschränkungen in jeder Kapazitätsberechnungsregion würde von PSE verlangen, globale Vergabebeschränkungen in CCR-bezogene Unterwerte zu splitten, was weniger effizient wäre, als den globalen Wert beizubehalten. In den Stunden, in denen Polen aufgrund eines Verstoßes gegen Vorschriften der minimalen Abwärtserzeugung nicht in der Lage ist, weiteren Strom aufzunehmen oder Polen nicht in der Lage ist aufgrund unzureichender Erzeugungsreserven in Aufwärtsrichtung weiteren Strom zu exportieren, ist die polnische Übertragungsinfrastruktur weiterhin für den Transit verfügbar, wodurch die Handelschancen erhöht und das Gemeinwohl in allen betroffenen Kapazitätsberechnungsregionen verbessert werden.

Zeiträume, in denen Vergabebeschränkungen gelten

Wie vorstehend beschrieben, werden Vergabebeschränkungen in einem kontinuierlichen Prozess für jeden Kapazitätsvergabe-Zeitbereich bestimmt, sodass sie für alle Marktzeiteinheit (Stunden) des jeweiligen Vergabetages anwendbar sind.

Warum die Vergabebeschränkungen nicht effizient in am Markt angebotene Kapazitäten einzelner Grenzen übersetzt werden können

Die Anwendung von Kapazitätsvergabebeschränkungen ist darauf gerichtet, die wirtschaftliche Effizienz des Marktkopplungsmechanismus an diesen Interkonnektoren sicherzustellen und gleichzeitig die Sicherheitsanforderungen der Elektrizitätsversorgung für Kunden zu erfüllen. Sollen sich die vorstehend beschriebenen Erzeugungsbedingungen in Form entsprechender Anpassungen in durch PSE angebotenen grenzüberschreitenden Kapazitäten niederschlagen, würde dies implizieren, dass PSE die wahrscheinlichste Marktrichtung (Importe bzw. Exporte an bestimmten Interkonnektoren) erraten müsste und die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten in diesen Richtungen entsprechend verringern müsste. Im CNTC-Ansatz müsste dies in Form einer RAM-Reduzierung pro Grenze erfolgen. Aus Sicht der Marktteilnehmer ist ein solcher Ansatz aufgrund inhärenter Unsicherheiten in den Marktergebnissen jedoch durch das Risiko eines suboptimalen Splits von Vergabebeschränkungen an einzelnen Interkonnektoren- überbewertet an einem Interkonnektor und unterschätzt an der anderen bzw. umgekehrt - belastet. Infolgedessen ermöglicht die Anwendung von Vergabebeschränkungen zur Bewältigung der polnischen Ausgleichsbeschränkungen insgesamt in der Vergabephase die effizienteste Nutzung der Übertragungsinfrastruktur, d.h. vollständig in Übereinstimmung mit Preisunterschieden in einzelnen Märkten.