

**Erläuterungsdokument zur  
Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-  
Zeitbereich für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa  
gemäß Artikel 37 Absatz 3 der Verordnung (EU)  
2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017  
zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich  
im Elektrizitätsversorgungssystem**

---

16. Dezember 2022

---

## Abkürzungen:

AAC	Bereits vergebene und nominierte Kapazität
AC	Wechselstrom
ATC	Verfügbare Übertragungskapazität
BP	Plattform für den Austausch von Regelarbeit
CACM	Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
CCM	Kapazitätsberechnungsmethode
CCR	Kapazitätsberechnungsregion
CGM	Gemeinsames Netzmodell
CMF	Kapazitätsmanagementfunktion
CMM	Kapazitätsmanagementmodul
CNTC	Koordinierte Nettoübertragungskapazität
DA	Day Ahead
DC	Gleichstrom
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ID	Intraday
IDCZGCT	Gebotszonenübergreifende Intraday-Schließungszeit
KF GCS	Kombinierte Netzlösung Kriegers Flak
MARI	Manually Activated Reserves Initiative (Projekt für den Austausch manuell aktivierter Reserven)
MTU	Marktzeiteinheit
NTC	Nettoübertragungskapazität
OWP	Offshore-Windpark
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation (Plattform für die internationale Koordinierung von automatischer Frequenzwiederherstellung und stabilem Systembetrieb)
ROSC	Regionale Betriebssicherheitskoordination
TRM	Übertragungszuverlässigkeitsmarge
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
TTC	Gesamtübertragungskapazität
XBID	Einheitliche Intraday-Marktkopplung

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. <u>EINLEITUNG</u></b> .....	<b>4</b>
<b>2. <u>GESETZLICHE ANFORDERUNGEN</u></b> .....	<b>5</b>
<b>3. <u>DEFINITION DER GEBOTSZONENGRENZEN IN DER CCR HANSA</u></b> .....	<b>9</b>
3.1 BESCHREIBUNG DER AC-GRENZE DÄNEMARK 1 – DEUTSCHLAND/LUXEMBURG.....	10
3.2 BESCHREIBUNG DER KOMBINIERTEN NETZLÖSUNG KRIEGER'S FLAK .....	10
<b>4. <u>KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMETHODE FÜR DEN REGELARBEIT-ZEITBEREICH</u></b> .....	<b>14</b>
4.1 REGELN FÜR DIE BERECHNUNG GEBOTSZONENÜBERGREIFENDER KAPAZITÄT .....	14
4.2 GRUNDSATZ DER NEUBERECHNUNG DER KAPAZITÄT IM REGELARBEIT-ZEITBEREICH .....	14
4.3 NEUBEWERTUNG UND VALIDIERUNG VON KAPAZITÄT IM REGELARBEIT-ZEITBEREICH .....	14
4.4 METHODE FÜR VERGABEBESCHRÄNKUNGEN .....	16
4.4.1 VERGABEBESCHRÄNKUNGEN FÜR DEN REGELARBEIT-ZEITBEREICH, DIE AUCH IN DER DAY-AHEAD- UND INTRADAY-BERECHNUNG VERWENDET WERDEN: .....	16
4.4.2 ZUSÄTZLICHE VERGABEBESCHRÄNKUNGEN IM REGELARBEIT-ZEITBEREICH .....	17
4.5 KAPAZITÄTSRESERVIERUNGEN FÜR DEN REGELARBEIT-ZEITBEREICH .....	18
4.6 REGELN ZUR BERÜCKSICHTIGUNG BEREITS VERGEBENER GEBOTSZONENÜBERGREIFENDER KAPAZITÄT IM REGELARBEIT-ZEITBEREICH.....	18
4.7 METHODE ZUR FESTLEGUNG DER FÜR DIE KAPAZITÄTSBERECHNUNG UND DIE VERGABEBESCHRÄNKUNGEN RELEVANTEN BETRIEBSSICHERHEITSGRENZEN UND AUSFÄLLE .....	18
4.8 AUSWEICHVERFAHREN FÜR DIE KAPAZITÄTSBERECHNUNG .....	19
4.9 METHODE ZUR ERMITTLUNG DER ÜBERTRAGUNGSZUVERLÄSSIGKEITSMARGE.....	19
<b>5. <u>ZEITRAHMEN FÜR DIE UMSETZUNG</u></b> .....	<b>22</b>
<b>6. <u>ERGEBNISSE AUS DER KONSULTATION</u></b> .....	<b>23</b>
<b>7. <u>ANHANG 1: BEGRÜNDUNG DER ANWENDUNG UND METHODE ZUR BERECHNUNG VON VERGABEBESCHRÄNKUNGEN IN PSE</u></b> .....	<b>23</b>

## 1. Einleitung

Das vorliegende Dokument enthält Erläuterungen zum Vorschlag für eine gemeinsame Methode zur koordinierten Kapazitätsberechnung für den Regelarbeitszeitbereich für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa (CCR Hansa) gemäß Artikel 37 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. September 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-Verordnung). Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der CCR Hansa sind dazu verpflichtet, Stakeholder in Bezug auf die von der EB-Verordnung geforderten Vorschläge für Modalitäten oder Methoden zu konsultieren.

Die CCR Hansa umfasst Gebotszonengrenzen zwischen zwei CCR: CCR Nordic und CCR Core. Dieses Dokument soll sicherstellen, dass die für die CCR Hansa entwickelte Methode aus markttechnischer Sicht so effizient wie möglich und gleichzeitig im Hinblick auf die Aspekte der Betriebs- und Versorgungssicherheit im Rahmen der Koordinierung zwischen benachbarten Regionen einfach zu implementieren ist. Darüber hinaus soll die vorgeschlagene Methode auch im Hinblick auf zukünftige Änderungen in den CCR-Konfigurationen tragfähig sein.

Die CCR Hansa schlägt eine Kapazitätsberechnungsmethode vor, nach welcher die nach der Intraday-Marktschließungszeit verbleibende Kapazität, zusammen mit den Vergabebeschränkungen und der für Nebenleistungen im Regelarbeitszeitbereich reservierten Kapazität, im Regelarbeitszeitbereich verwendet wird. Die Verwendung der Restkapazität nach dem Intraday-Handel spiegelt den Mindestwertgrundsatz der CCR Hansa und der angrenzenden CCR wider und berücksichtigt die im Intraday- und Day-Ahead-Zeitbereich durchgeführten Kapazitätsberechnungen. Bei Vorliegen neuer Informationen, wie z. B. ungeplanten Nichtverfügbarkeiten oder neuen Windprognosen und folglich einer Neubemessung der Windkrafterzeugung in Bezug auf die KF CGS, werden die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten von dem relevanten ÜNB neu bewertet und gemäß Artikel 4 der Hansa CCM neu berechnet.

Das vorliegende Dokument ist folgendermaßen gegliedert: Abschnitt 2 enthält eine Beschreibung der relevanten Rechtsnormen. Abschnitt 3 enthält eine Definition der CCR Hansa und der dem vorliegenden Vorschlag zugrundeliegenden Grenzen. Abschnitt 4 enthält die Erläuterungen zu dem rechtlich vorgesehenen Vorschlag für die Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeitszeitbereich. Abschnitt 5 enthält den Zeitplan für die Umsetzung der CCM. Die öffentliche Konsultation wurde durchgeführt und es sind keine Stellungnahmen eingegangen.

## 2. Gesetzliche Anforderungen

Gemäß Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung ist jede CCR verpflichtet, der zuständigen Regulierungsbehörde (NRA) eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für jede Berechnung grenzüberschreitender Übertragungskapazität innerhalb des Regelarbeitszeitbereichs zur Genehmigung vorzulegen. Der Vorschlag ist spätestens fünf Jahre nach dem Inkrafttreten von Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung vorzulegen. Die vorliegende Kapazitätsberechnungsmethode (CCM) darf nicht zu Marktverzerrungen führen und muss mit der im Intraday-Zeitbereich angewandten Berechnungsmethode für die grenzüberschreitende Übertragungskapazität im Einklang stehen, die gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM) festgelegt wurde. Daher folgt die CCM dem in der CACM-Verordnung vorgegebenen Grundsatz.

Zunächst sind nachfolgend eine Reihe relevanter Begriffsbestimmungen aus der CACM-Verordnung aufgeführt, die auch auf die vorliegende CCM Anwendung finden.

*„‘Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (NTC)’ bezeichnet die Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex-ante geprüft und festgelegt wird.“<sup>1</sup>*

*„‘Zuverlässigkeitsmarge’ bezeichnet die Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität, um Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung abzudecken.“<sup>2</sup>*

*„‘Vergabebeschränkungen’ bezeichnet 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.“<sup>3</sup>*

*„‘Betriebssicherheitsgrenzwerte’ bezeichnet die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität.“<sup>4</sup>*

*„‘Ausfall’ bezeichnet die ermittelte und mögliche oder die bereits eingetretene Störung eines Elements und schließt nicht nur die Elemente des Übertragungsnetzes ein, sondern auch wichtige Netznutzer und Elemente des Verteilernetzes, sofern diese für die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes relevant sind.“<sup>5</sup>*

*„‘Entlastungsmaßnahme’ bezeichnet jede Maßnahme, die von einem oder mehreren ÜNB manuell oder automatisch zur Wahrung der Betriebssicherheit angewendet wird.“<sup>6</sup>*

---

<sup>1</sup> Artikel 2 Absatz 8 der CACM-Verordnung

<sup>2</sup> Artikel 2 Absatz 14 der CACM-Verordnung

<sup>3</sup> Artikel 2 Absatz 6 der CACM-Verordnung

<sup>4</sup> Artikel 2 Absatz 7 der CACM-Verordnung

<sup>5</sup> Artikel 2 Absatz 10 der CACM-Verordnung

<sup>6</sup> Artikel 2 Absatz 13 der CACM-Verordnung

Grundsätzlich sollten alle nach der EB-Verordnung entwickelten Methoden und Vorschläge an den Zielen aus Artikel 3 der EB-Verordnung ausgerichtet sein.

Gemäß Artikel 5 Absatz 5 EB-Verordnung entspricht diese Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich den in Artikel 3 Absatz 1 EB-Verordnung genannten Zielen, wie unten beschrieben. Die Erarbeitung der vorliegenden CCM erfolgte übereinstimmend mit:

- Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe b der EB-Verordnung und erhöht daher die Effizienz des Systemausgleichs und der europäischen und nationalen Regelreservemärkte durch die Maximierung der Kapazitäten für den Regelarbeit-Zeitbereich unter Berücksichtigung der aktuellsten Marktvergaben und erforderlichenfalls Neuberechnung der Kapazitäten für den Regelarbeit-Zeitbereich nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes (IDCZGCT).
- Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe c der EB-Verordnung und unterstützt daher die Integration der Regelreservemärkte, fördert Möglichkeiten zum Austausch von Regelreserve und trägt gleichzeitig zur Betriebssicherheit bei, indem maximale Kapazitäten innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzen bereitgestellt werden.
- Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe d der EB-Verordnung und trägt daher zu einem effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und des Stromsektors in der Union bei und unterstützt gleichzeitig eine effiziente und einheitliche Funktionsweise der Day-Ahead-, Intraday- und Regelreservemärkte durch Gewährleistung der Einheitlichkeit mit der Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode. Aufgrund der Abstimmung und Wiederverwendung von Grundsätzen unter den verschiedenen Kapazitätsberechnungsmethoden werden in der IT-Entwicklung und in den Betriebsverfahren Synergien geschaffen, was beim langfristigen Betrieb aller Zeitpläne auf einen maximalen Wirkungsgrad abzielt. Die Methode für den Regelarbeit-Zeitbereich gewährleistet eine Kohärenz mit dem ROSC-Prozess durch Erleichterung einer sequenziellen Prozesskette.
- Gemäß Artikel 5 Absatz 5 der EB-Verordnung entspricht die vorliegende Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich den in Artikel 3 Absatz 2 der EB-Verordnung genannten regulatorischen Aspekten, wie nachstehend beschrieben. Diese Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich
- wendet gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe a der EB-Verordnung die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit gemäß Erwägungsgrund 5 Buchstabe a an.
- wurde gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe b der EB-Verordnung im Rahmen eines Verfahrens entwickelt und beschlossen, das die Einbindung aller relevanten Stakeholder gewährleistet.
- stellt gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe e der EB-Verordnung sicher, dass die Entwicklung der Terminmärkte sowie der Day-Ahead- und Intraday-Märkte nicht beeinträchtigt wird, und zwar indem die Entwicklung der Märkte, wie in Erwägungsgrund 5 Buchstabe a festgelegt, gefördert wird sowie durch den Umstand, dass die Regelleistungsaktualisierungen nach der IDCZGCT durchgeführt werden und somit unabhängig von den Day-Ahead- und Intraday-Prozessen sind, wodurch die Beeinträchtigung derselben verhindert wird.

- achtet gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe f der EB-Verordnung die den relevanten ÜNB übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit, indem sie eine individuelle Validierung ermöglicht, in der jeder ÜNB sein eigenes Netz überprüfen kann, bevor Kapazitäten den Regelarbeitsplattformen zur Verfügung gestellt werden.
- berücksichtigt gemäß Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe h der EB-Verordnung vereinbarte europäische Normen und technische Spezifikationen, indem der Regelleistungsberechnungsprozess auf bewährten Prozessen, Grundsätzen und Mechanismen aufgebaut wird, die in den Day-Ahead- und Intraday-Kapazitätsberechnungsmethoden angewandt werden und der Reihe nach an die regionale Betriebssicherheitskoordination übermittelt werden, welche die Netzmodell-Inputs für diesen Prozess erstellt.

Zweitens sind nachfolgend eine Reihe relevanter Begriffsbestimmungen aus der EB-Verordnung aufgeführt:

*‘Systemausgleich‘ bezeichnet alle Handlungen und Verfahren über alle Zeiträume hinweg, mit denen ÜNB kontinuierlich dafür sorgen, dass die Netzfrequenz in einem vorbestimmten Stabilitätsbereich bleibt.*

*‘Regelreservemarkt‘ bezeichnet alle institutionellen, kommerziellen und betrieblichen Regelungen für das marktbasierete Management des Systemausgleichs.*

*‘Regelreserve‘ bezeichnet Regelarbeit und/oder Regelleistung.*

*‘Regelarbeit‘ bezeichnet die von einem Regelreserveanbieter bereitgestellte und von ÜNB für den Systemausgleich genutzte Energie.*

*‘Regelleistung‘ bezeichnet das Volumen der Reservekapazität, zu dessen Bereithaltung sich ein Regelreserveanbieter verpflichtet hat und in Bezug auf das er sich verpflichtet hat, während der Vertragslaufzeit Gebote für ein entsprechendes Regelarbeitsvolumen an den ÜNB abzugeben.*

*‘Regelreserveanbieter‘ bezeichnet einen Marktteilnehmer mit Reserveeinheiten oder -gruppen, der Regelreserve für ÜNB erbringen kann.*

*‘Austausch von Regelarbeit‘ bezeichnet die Aktivierung von Regelarbeitsgeboten zur Bereitstellung von Regelarbeit für einen ÜNB in einem anderen Fahrplangebiet als dem, mit dem der Regelreserveanbieter verbunden ist, dessen Gebote aktiviert wurden.*

Zuletzt werden die Plattformen für den Austausch von Regelarbeit, die eines der Hauptziele der vorliegenden Methode darstellen, wie folgt definiert:

MARI (Manually Activated Reserves Initiative) ist die europäische Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (mFRR).

PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) ist die europäische Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung bzw. die aFRR-Plattform.



### 3. Definition der Gebotszonengrenzen in der CCR Hansa

Dieser Methode liegen die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa zugrunde. Gemäß Artikel 4 der ACER-Entscheidung<sup>7</sup> über die Festlegung von Kapazitätsberechnungsregionen besteht die CCR Hansa derzeit aus den folgenden Gebotszonengrenzen:

- 1) Dänemark 1 – Deutschland/Luxemburg (DK1-DE/LU)  
Energinet.dk und TenneT TSO GmbH  
über die landseitige Verbindung der Wechselstromnetze  
Zusätzliche Informationen über die Grenze DK1-DE/LU können dem Abschnitt 3.1 entnommen werden.
- 2) Dänemark 2 – Deutschland/Luxemburg (DK2-DE/LU)  
Energinet.dk und 50Hertz Transmission GmbH  
über den HGÜ-Interkonnektor Kontek und die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak – einen hybriden Interkonnektor, über den gleichzeitig Offshore-Windparks in den Gebotszonen DK2 und DE/LU angebunden sind
- 3) Schweden 4 – Polen (SE4 – PL)  
Svenska Kraftnät und PSE S.A.  
über den HGÜ-Interkonnektor SwePol
- 4) Dänemark 1 – Niederlande (DK1 – NL)  
über den HGÜ-Interkonnektor COBRACable
- 5) Schweden 4 – Deutschland/Luxemburg (SE4-DE/LU)  
über den HGÜ-Interkonnektor Baltic Cable

Für das erste Halbjahr 2023 sind die folgenden Gebotszonengrenzen vorgesehen:

- 6) Norwegen 2 – Niederlande (NO2 – NL)  
über den HGÜ-Interkonnektor NorNed
- 7) Norwegen 2 – Deutschland/Luxemburg (NO2-DE/LU)  
über den HGÜ-Interkonnektor NordLink

Darüber hinaus wird voraussichtlich in den kommenden Jahren der neue Interkonnektor Hansa Power Bridge an der bestehenden Gebotszonengrenze SE4-DE/LU in der CCR Hansa ergänzt.

Aus der obigen Liste ist ersichtlich, dass die CCR Hansa weitgehend aus vollständig kontrollierbaren HGÜ-Interkonnektoren besteht. Für diese Feststellung gibt es zwei Ausnahmen, nämlich die durch das Wechselstromnetz gebildete Grenze DK1-DE/LU sowie die Kriegers Flak CGS an der Grenze DK2-DE/LU. Auf diese Ausnahmen wird in den nachstehenden Abschnitten eingegangen.

---

<sup>7</sup> ACER-Entscheidung Nr. 04/2021 vom 7. Mai 2021

### **3.1 Beschreibung der AC-Grenze Dänemark 1 – Deutschland/Luxemburg**

Die CCR Hansa weist Gebotszonengrenzen mit Gleichstromleitungen (DC-Interkonnektoren) auf, wobei eine Grenze durch das Wechselstromnetz gebildet wird (AC-Interkonnektoren). Um die Kapazitätsberechnungsmethode und die damit verbundenen Methoden für Entlastungsmaßnahmen zu verstehen, ist es wichtig, die aktuelle Topologie der AC-Grenze zu kennen.

Die Grenze zwischen DK1 und DE/LU besteht aus 4 400kV:

- Handewitt-Kassø1
- Handewitt-Kassø2
- Jardelund-Kassø1
- Jardelund-Kassø2

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

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

### **3.2 Beschreibung der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak**

Ab 2019 bestehen an der Gebotszonengrenze DK2-DE/LU zwei separate Anschlüsse. Der vorhandene DC-Interkonnektor KONTEK und die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (KF CGS).

Mit der KF CGS wird in der CCR Hansa ein neuartiger Interkonnektor betrieben, der als Hybridlösung gleichzeitig die Funktion des Interkonnektors und der OWP-Netzanbindung übernimmt.

Aufgrund der Tatsache, dass die Übertragungsnetze in Ostdänemark und Deutschland unterschiedlichen Synchronbereichen angehören und somit asynchron betrieben werden, wäre die KF CGS normalerweise als gewöhnliche DC-Leitung ausgeführt worden, würde sie nur die Funktion des Interkonnektors erfüllen, ohne dass gleichzeitig Windparks an die Leitung angeschlossen wären. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen wurde die KF CGS als AC-Leitung ausgeführt, verfügt jedoch an einem Ende der Leitung über einen Doppelkonverter (*back-to-back*), der AC in DC und wieder zurück in AC wandelt und somit die Verbindung der asynchronen Drehstromnetze des Synchronbereichs Nordic mit den Synchronbereichen des europäischen Festlands ermöglicht.

Die KF CGS besteht aus

- einer Doppel-Konverterstation am deutschen Ende der KF CGS

- zwei deutschen OWP, die über eine strahlenförmige AC-Verbindung in die deutsche Gebotszone einspeisen
- ein AC-Kabel, das die Netzanbindung der deutschen OWP mit der Netzanbindung der dänischen OWP verbindet
- einem dänischen OWP, der über eine strahlenförmige AC-Verbindung in die Gebotszone DK2 einspeist

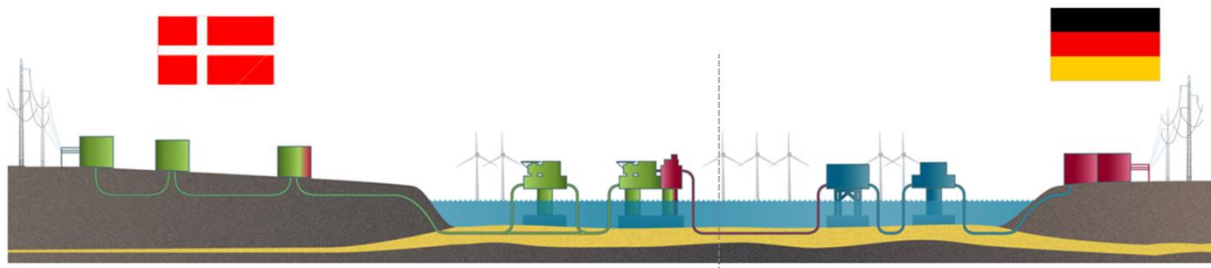


Abbildung 1 Schematische Darstellung des Konzepts der KF CGS: die Lösung beinhaltet einen dänischen OWP (mit zwei Umspannplattformen), zwei deutsche OWP, ein verbindendes Seekabel zwischen den OWP und eine Doppel-Konverterstation (back-to-back converter). Die grün dargestellten Anlagen kennzeichnen Teile der KF CGS, die zur Netzanbindung der dänischen OWP gehören; die blau dargestellten Anlagen gehören zur Netzanbindung der deutschen OWP; die rot dargestellten Anlagen sind der Funktion als Interkonnektor der CCR Hansa zuzuordnen.

Die KF CGS ist nicht direkt mit einem herkömmlichen Interkonnektor zu vergleichen und ist weder als DC- noch als AC-Leitung sondern als Hybrid zu betrachten. Bei der Berechnung der Kapazität für die Gebotszonengrenze DK2-DE/LU sind für die KF CGS aufgrund der hybriden Eigenschaften des Systems in der Kapazitätsberechnungsmethode gesonderte Betrachtungen erforderlich.

Der hybride Charakter der KF CGS beinhaltet zwei konkrete Implikationen für die Möglichkeit der Energieübertragung zwischen den Gebotszonengrenzen DK2 und DE/LU.

1. Die voraussichtliche Stromerzeugung der OWP auf deutscher Seite [der OWP auf dänischer Seite] reduziert die Importkapazität der deutschen Gebotszone [der dänischen Gebotszone] gegenüber der KF CGS.
2. Die voraussichtliche Stromerzeugung der OWP auf deutscher Seite [der OWP auf dänischer Seite] kann in einigen Fällen die Exportkapazität der deutschen Gebotszone [der dänischen Gebotszone] gegenüber der KF CGS erhöhen.

Was die unter Punkt 1 beschriebenen Verhältnisse betrifft, so hängt die für den Markt zur Verfügung stehende Kapazität von der voraussichtlichen Erzeugung in den OWP ab, da die KF CGS lediglich die Übertragungskapazität nutzen kann, die nicht für die Übertragung des in den deutschen und dänischen Offshore-Windparks erzeugten Windstroms in die jeweiligen nationalen Stromnetze beansprucht wird.

Der in den OWP erzeugte Strom hat Vorrang bei der Nutzung der Übertragungskapazität in Richtung des heimischen Marktes; dadurch wird die für die Elektrizitätsmärkte zur Verfügung stehende Kapazität unmittelbar reduziert. Dieser Sachverhalt geht als Prognoseausdruck in Verbindung mit der bereits vergebenen Kapazität in die mathematische Beschreibung der Kapazitätsberechnungsmethode ein.

Punkt 2 verweist auf den Sachverhalt, dass die Stromerzeugungsanlagen physisch auf der KF CGS selbst liegen, was dazu führt, dass der erzeugte Windstrom den Lastfluss auf der KF CGS ergänzen kann. Für den Fall, dass das abgebende Endterminal eine verbindliche Einschränkung (einen Engpass) für die Kapazitätsberechnung darstellt, kann Windkraft am abgebenden OWP den Übertragungsverlust zwischen der Einschränkung und dem OWP kompensieren und so eine höhere Marktkapazität ermöglichen. Dieser Sachverhalt geht als KF CGS-spezifischer Prognoseausdruck in Verbindung mit dem zur Ermittlung der NTC (Nettoübertragungskapazität) entscheidenden Verlustfaktor in die mathematische Beschreibung der Kapazitätsberechnungsmethode ein. Dies ist insbesondere relevant für die für den Norden bestimmte Marktkapazität.

Wie in Abbildung 2 schematisch dargestellt, besteht die KF CGS aus drei Trassenabschnitten. Der erste Trassenabschnitt wird durch die strahlenförmige Netzanbindung des dänischen OWP an die Zone DK2 (600 MW Übertragungsleistung) gebildet. Der zweite Trassenabschnitt ist die Kabelverbindung zwischen den dänischen und den deutschen OWP (ca. 400 MW Leistung). Der dritte Trassenabschnitt ist die strahlenförmige Netzanbindung der deutschen OWP an das deutsche Netz (ca. 400 MW Übertragungsleistung).

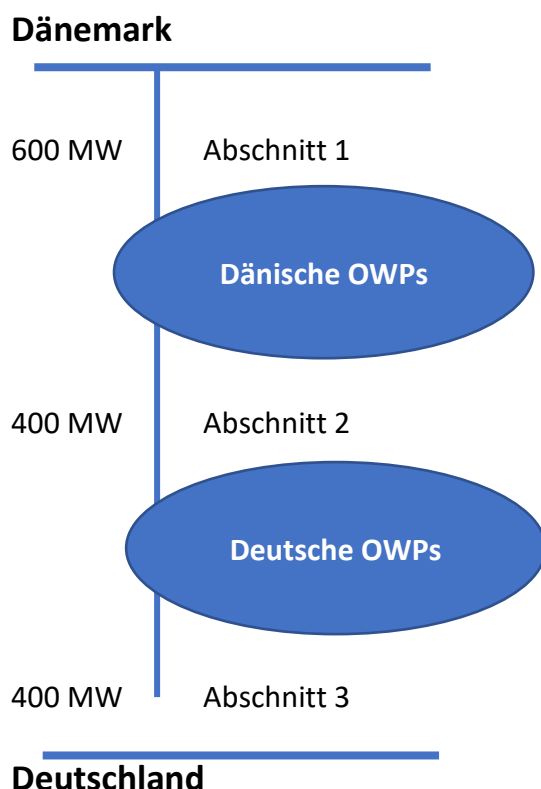


Abbildung 2 Schematische Darstellung der Übertragungskapazität der verschiedenen Abschnitte der KF CGS

Für die für den Norden bestimmte Kapazität implizieren Übertragungsverluste, dass es sich beim Trassenabschnitt 3 um einen Engpass dergestalt handelt, dass die

Übertragungskapazität von ca. 400 MW mit dem nordwärts gerichteten Lastfluss niemals vollständig genutzt werden kann.

Eine teilweise bzw. vollständige Nutzung der Erzeugung der deutschen OWP, die physisch an der Schnittstelle zwischen den Trassenabschnitten 2 und 3 liegen, um die Netzverluste am Trassenabschnitt 3 abzudecken, verschiebt die Engpassstelle vom Trassenabschnitt 3 in den Trassenabschnitt 2. Das bedeutet, dass die Marktkapazität um das Äquivalent der Volllast-Netzverluste des Trassenabschnitts 3 erhöht werden kann.

Für die für den Süden bestimmte Kapazität stellt der Trassenabschnitt 2 von vornherein eine Engpassstelle dar, da die Übertragungskapazität des Trassenabschnitts 1 höher als die des Trassenabschnitts 2 ist. Nur im Fall einer Nichtverfügbarkeit im Trassenabschnitt 1 kann dieser Trassenabschnitt einen Engpass kompensieren, wobei in diesem Fall die voraussichtliche Erzeugung der dänischen OWP die Marktkapazität erhöhen kann.

## 4. Kapazitätsberechnungsmethode für den Regelarbeit-Zeitbereich

Dieser Abschnitt beschreibt die angestrebte Kapazitätsberechnungsmethode, die für die Gebotszonengrenzen der CCR Hansa im Regelarbeit-Zeitbereich Anwendung findet.

### 4.1 Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität

In Artikel 3 der CCM für die CCR Hansa werden die Regeln zur Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität in der CCR Hansa beschrieben.

Da Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung verlangt, dass die vorliegende CCM im Einklang mit der ID CCM stehen muss, folgt der Kapazitätsberechnungsansatz für die CCR Hansa dem Ansatz für die koordinierte Nettoübertragungskapazität (CNTC), der angepasst wird, um dem engen Zeitfenster des Regelarbeit-Zeitbereichs Rechnung zu tragen.

Die Regeln für die Berechnung gebotszonenübergreifender Kapazität in der Kapazitätsberechnungsmethode für die CCR Hansa sehen vor, dass die aktuellsten NTC- und AAC-Werte nach der IDCZGCT aus XBID abgerufen werden, soweit nicht für den NTC-Wert eine Neuberechnung erforderlich ist und durchgeführt wird. Neuberechnungen innerhalb der CCR Hansa sind gemäß Artikel 4 der CCM durchzuführen.

Soweit darüber hinaus mehr als ein Interkonnektor an eine Gebotszonengrenze der CCR Hansa stößt, sind die NTC- und AAC-Werte auf einen NTC- und AAC-Gesamtwert der Gebotszonengrenze der CCR Hansa aufzusummieren.

Für den Fall, dass die Kapazitätsmanagementfunktion (CMF) nicht in der Lage ist, den ATC-Wert zu berechnen, tritt das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 10 der vorliegenden CCM in Kraft.

### 4.2 Grundsatz der Neuberechnung der Kapazität im Regelarbeit-Zeitbereich

Die für den Regelarbeit-Zeitbereich vorgeschlagene Kapazitätsberechnungsmethode führt drei engpassrelevante Teile zusammen. Sie macht sich die Vorteile der in den CCR Nordic und Core entwickelten Methoden zunutze, um die Grenzen in den AC-Netzen darzustellen, während die tatsächlichen Kapazitäten des Interkonnektors der CCR Hansa individuell innerhalb der CCR Hansa behandelt werden.

Die CCR Nordic und die CCR Core berechnen ATC für die virtuellen Zonen, die den Hansa-Interkonnektor mit der CCR Nordic verbinden, um die AC-Netzgrenzen in den CCR Nordic und Core abzubilden. Diese ATC werden dem RCC für die CCR Hansa übermittelt.

### 4.3 Neubewertung und Validierung von Kapazität im Regelarbeit-Zeitbereich

Das Zielmodell der Kapazitätsberechnung für die CCR Hansa begrenzt den Anwendungsbereich der Kapazitätsberechnung für die CCR Hansa auf die Interconnections selbst. Daher beschreibt dieser Abschnitt lediglich die Methode zur Neuberechnung und Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität, die tatsächlich von dem ÜNB der CCR Hansa bzw. einer für diese handelnden juristischen Person durchgeführt wird.

Die nach der Intraday-Marktschließungszeit verbleibenden gebotszonenübergreifenden Kapazitäten stellen zusammen mit der verfügbaren AAC nach der IDCZGCT (Vergabebeschränkungen und für Nebenleistungen im Regelarbeit-Zeitbereich reservierte Kapazität) die für den Regelarbeit-Zeitbereich verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazitäten dar. Die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten bilden die Inputs für die Übermittlung an die Regelarbeitungsplattformen (BP). Bei Vorliegen neuer Informationen, wie z. B. ungeplanten Nichtverfügbarkeiten oder neuen Windprognosen und folglich einer Neubemessung der Windkrafterzeugung in Bezug auf die KF CGS, werden die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten von dem relevanten ÜNB neu bewertet und gemäß Artikel 4 neu berechnet. Die gebotszonenübergreifende Kapazität wird 96 Mal pro Tag (für jede Marktzeiteinheit) im Regelarbeit-Zeitbereich an das CMM/die BP übermittelt, basierend auf den aktuellsten verfügbaren Informationen sowie unter Berücksichtigung der Betriebssicherheit. Die ÜNB haben sicherzustellen, dass die neubewerteten Kapazitäten unverzüglich an die CMM/BP übermittelt werden.

Bis zum Fristablauf für die Übermittlung gebotszonenübergreifender Kapazitäten an die Regelarbeitungsplattformen kann jeder ÜNB der CCR Hansa eine individuelle Validierung vornehmen. Die Vorgehensweise bei der Validierung ist abhängig von dem jeweiligen ÜNB der CCR Hansa. Die Validierung kann entweder lokal oder gemeinsam in der CCR erfolgen. Jeder ÜNB der CCR Hansa kann gebotszonenübergreifende Kapazität, die für die Gebotszonengrenzen des ÜNB der CCR Hansa maßgeblich ist, während der Validierung der gebotszonenübergreifenden Kapazität aus Gründen der Betriebssicherheit reduzieren. Jeder ÜNB der CCR Hansa sollte darüber hinaus die Möglichkeit haben, Kapazitäten jederzeit nach Ablauf der Frist zur Übermittlung von Kapazitäten an die Regelarbeitungsplattformen zu reduzieren. Dies muss allerdings unmittelbar innerhalb der Regelarbeitungsplattformen selbst erfolgen. Darüber hinaus ist jeder ÜNB der CCR Hansa berechtigt, eine Erhöhung der gebotszonenübergreifenden Kapazität vorzuschlagen. Jede Erhöhung von Kapazität infolge dieses Validierungsprozesses ist von dem ÜNB gemeinsam mit den betroffenen ÜNB der CCR Hansa zu koordinieren und zu vereinbaren. Unter „den betroffenen ÜNB der CCR Hansa“ sind normalerweise die ÜNB der CCR Hansa zu verstehen, die direkt an der betreffenden Gebotszonengrenze beteiligt sind.

Im Rahmen der Validierung werden die ÜNB der CCR Hansa neben den Betriebssicherheitsgrenzen gegebenenfalls auch zusätzliche Netzbeschränkungen, Netzmodelle und sonstige relevante Informationen berücksichtigen.

Falls Kapazitäten an einer bestimmten Gebotszonengrenze regelmäßig durch ÜNB der CCR Hansa korrigiert werden, haben die ÜNB der CCR Hansa den Kapazitätsberechnungsprozess und die Kapazitätsberechnungsmethode gemeinsam zu bewerten und zu untersuchen, wie sich der Bedarf für Korrekturen reduzieren lässt.

Jeder ÜNB der CCR Hansa hat die Ergebnisse des Validierungsprozesses innerhalb einer unter allen ÜNB der CCR Hansa zu vereinbarenden Frist an alle ÜNB der CCR Hansa zu übermitteln. Allen derartigen Entscheidungen von ÜNB der CCR Hansa zu einer Reduzierung der Kapazität

und allen Vorschlägen zur Erhöhung der Kapazität sind Erläuterungen und Begründungen beizulegen. Die ÜNB der CCR Hansa haben allen nationalen Regulierungsbehörden der CCR Hansa sämtliche während der Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität vorgenommenen Reduzierungen zu melden. Bei dieser Meldung ist auch anzugeben, wo, in welchem Umfang und weshalb es eine Verringerung der gebotszonenübergreifenden Kapazität gab.

#### **4.4 Methode für Vergabebeschränkungen**

Gemäß Artikel 58 Absatz 4 Buchstaben a und b der EB-Verordnung tragen sämtliche von den Aktivierungs-Optimierungsfunktionen, IN-Verfahrensfunktionen und Funktionen zur optimierten Regelleistungsbeschaffung betriebenen Algorithmen betrieblichen Sicherheitsbeschränkungen Rechnung und berücksichtigen technische und netzbezogene Beschränkungen sowie gegebenenfalls die verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität. Zur Gewährleistung der Konsistenz mit der im Intraday-Zeitbereich angewandten grenzüberschreitenden CCM gemäß Artikel 37 Absatz 3 der EB-Verordnung können die ÜNB der CCR Hansa diese Beschränkungen als Vergabebeschränkungen während der Phase der Kapazitätsvergabe anwenden. Die Vergabebeschränkungen für den Regelarbeit-Zeitbereich können in zwei Kategorien unterteilt werden: Beschränkungen, die auch in der Day-Ahead- und Intraday-Berechnung verwendet werden und spezifische Beschränkungen für den Regelarbeit-Zeitbereich.

##### **4.4.1 Vergabebeschränkungen für den Regelarbeit-Zeitbereich, die auch in der Day-Ahead- und Intraday-Berechnung verwendet werden:**

- Die Produktion in einer Gebotszone muss oberhalb eines festgelegten Mindestproduktionsniveaus liegen.
- Der kombinierte Import bzw. Export aus einer Gebotszone in andere benachbarte Gebotszonen muss begrenzt werden, um ein adäquates Niveau der für einen sicheren Systembetrieb erforderlichen Erzeugungsreserven zu gewährleisten.
- maximale Lastflussänderung in Gleichstromleitungen zwischen MTUs (Ramping-Beschränkungen)
- implizite Verlustfaktoren auf den DC-Leitungen

Gegebenenfalls kann es erforderlich sein, ein Mindestproduktionsniveau in einer Gebotszone festzulegen, 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.

Zu den Vergabebeschränkungen können Ausgleichsbeschränkungen (Import-/Exportgrenzen) zählen, die für solche Systeme festgelegt werden, in denen ein zentrales Dispatch-Marktmodell angewendet wird – beispielsweise wenn der ÜNB der CCR Hansa als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) für die gesamte Regelzone agiert und nach Schließung des Day-Ahead-Markts in einem integrierten Fahrplanerstellungs-Prozess Regelenergie beschafft. Um diese Aufgabe auszuführen, muss der ÜNB der CCR Hansa in zentralen



Dispatch-Systemen für den sicheren Systembetrieb die Verfügbarkeit ausreichender Regelreserven nach oben und unten sicherstellen. Dies geschieht in Form von Vergabebeschränkungen, die in Abhängigkeit von der erwarteten Ausgleichssituation variieren. Die Anwendung von Vergabebeschränkungen zur Berücksichtigung von Ausgleichsbeschränkungen im Kapazitätsvergabeprozess stellt die Effizienz bei der Verteilung von Ausgleichsbeschränkungen auf die Interkonnektoren sicher und maximiert die soziale Wohlfahrt. Eine Ramping-Beschränkung ist ein Instrument des Systembetriebs zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit (Frequenzmanagementzwecke). Hierdurch wird die maximale Änderung der DC-Lastflüsse zwischen Marktzeiteinheiten (max. MW/MTU pro Interkonnektor der CCR Hansa) auf stündlicher Basis festgelegt.

Ein impliziter Verlustfaktor für DC-Leitungen stellt im Falle einer impliziten Berücksichtigung der Verluste während der Kapazitätsvergabe sicher, dass über die DC-Leitung kein Lastfluss stattfindet, solange der Allgemeinwohlnutzen beim Stromtransport die Kosten der entsprechenden Verluste nicht überwiegt (gegenwärtig nicht implementiert).

#### **4.4.2 Zusätzliche Vergabebeschränkungen im Regelarbeitszeitbereich**

Da die im Regelarbeitszeitbereich vergebene Kapazität für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelreserve genutzt wird, was ein Mittel zur Gewährleistung der Systemsicherheit darstellt, müssen die Vergabebeschränkungen sämtliche Betriebssicherheitsbeschränkungen sowie technische und netzbezogene Beschränkungen abbilden. Dadurch wird gewährleistet, dass im Voraus bekannt ist, wie viel Regelarbeitszeit durch grenzüberschreitende Austausche verfügbar sein wird. Daher werden über die in den Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereichen verwendeten Vergabebeschränkungen hinaus zusätzliche Vergabebeschränkungen verwendet. Diese bilden technische Grenzen der HGÜ-Interkonnektoren ab.

Zu den technischen Grenzen von HGÜ-Interkonnektoren zählen unter anderem:

- Mindestlastfluss auf DC-Leitungen;
- Begrenzungen der Anzahl von Polaritätsumkehrungen (Zero-Crossings) auf DC-Leitungen für einen bestimmten Zeitraum;
- Begrenzung des maximalen Lastflusses auf DC-Leitungen, abhängig von Kabeltemperatur und -druck.

Die Berücksichtigung eines Mindestlastflusses auf jeder DC-Leitung während der Kapazitätsvergabe gewährleistet, dass die DC-Leitung nicht außerhalb ihrer technischen Leistungsfähigkeit betrieben wird. Hierdurch wird ein sogenanntes Totband im realisierbaren Bereich des Leistungsflusses auf dem jeweiligen Interkonnektor geschaffen.

In Systemen mit netzgeführten Umrichtern verursachen Polaritätsumkehrungen eine erhöhte elektrische Beanspruchung der Kabelisolierung. Einer der Kabelanbieter von masseimprägnierten HGÜ-Kabeln empfiehlt, die Anzahl der Polaritätsumkehrungen unter 1.000 pro Jahr zu halten. Dies entspricht auch den Erfahrungen aus dem Betrieb vieler aktuell genutzter masseimprägnierter Kabelsysteme.

Der maximale Lastfluss könnte an einigen Stellen der DC-Leitungstechnik begrenzt werden, die sensibel auf Kabeltemperatur und -druck reagieren. In diesem Fall wird bei einer Überschreitung von Kabeltemperatur- und Kabeldruckgrenzwerten ein geringerer Spannungsmodus ausgelöst, der den maximalen Lastfluss der DC-Leitung begrenzt, beispielsweise im Fall einer Polaritätsumkehr oder des Hochfahrens der DC-Leitung.

#### **4.5 Kapazitätsreservierungen für den Regelarbeit-Zeitbereich**

Derzeit bestehen keine Reservierungen von Regelreservekapazität für die Hansa-Interkonnektoren. Sofern und soweit Reservierungen erfolgen, werden diese von den DA- und ID-Marktzeitbereichen einbehalten und als grenzüberschreitende Übertragungskapazität für den Regelarbeit-Zeitbereich freigegeben.

#### **4.6 Regeln zur Berücksichtigung bereits vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität im Regelarbeit-Zeitbereich**

Die für den grenzüberschreitenden Austausch von Nebenleistungen gemäß Artikel 40, 41 bzw. 42 der EB-Verordnung im Hinblick auf den Regelarbeit-Zeitbereich reservierte bzw. vergebene Kapazität, die den Regelarbeitsplattformen zur Verfügung zu stellen ist, muss nicht in den AAC-Wert einbezogen werden.

Es ist wichtig zu beachten, dass die mathematische Beschreibung angibt, dass AAC abhängig von ihrer Richtung sowohl zu der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität hinzuaddiert, als auch von dieser abgezogen werden kann.

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

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. Weitere für den Regelarbeit-Zeitbereich maßgebliche Betriebssicherheitsgrenzen sind in Artikel 6 – Methode für Vergabebeschränkungen – in der EB-Methode der CCR Hansa definiert und in Abschnitt 4.4 des Erläuterungsdokuments ausgeführt.

Thermische Grenzwerte der Interkonnektoren der CCR Hansa sind in dem in Artikel 4 der Methode beschriebenen Prozess zur Berechnung der TTC berücksichtigt. Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle in den angrenzenden AC-Netzelementen, welche die Wechselwirkungen zwischen den Interkonnektoren der CCR Hansa und den AC-Netzen widerspiegeln, werden voraussichtlich in den Methoden zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung für den langfristigen Zeitbereich der CCR Core und der CCR Nordic berücksichtigt.

#### **4.8 Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung**

Die folgenden Risikofälle könnten das Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnung im Regelarbeits-Zeitbereich auslösen:

1. Nichtverfügbarkeit der Kapazitäten aus XBID oder Unmöglichkeit ihres Abrufes aus XBID
2. Nichtverfügbarkeit des CMM oder der Kommunikation mit dem CMM

Für den Fall, dass die nach der IDCZGCT verbleibenden Kapazitäten nicht verfügbar sind, werden die betreffenden ÜNB der CCR Hansa die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten unter Anwendung der Formeln im CCM bilateral berechnen und vereinbaren. Die endgültige gebotszonenübergreifende Kapazität wird unter Zugrundelegung des Mindestwertes der berechneten Kapazitäten ermittelt.

Im Fall eines Ausfalls des CMM bzw. der Kommunikation mit dem CMM müsste die Kapazität auf Null gesetzt bzw. auf einen Wert angepasst werden, der die Systemsicherheit berücksichtigt und als ATC unmittelbar an die Regelarbeitsplattformen übermittelt werden. Allerdings könnten mehrere Funktionen des CMM nicht in der Kapazitätsberechnung repliziert werden. Dies sind unter anderem:

- Die aufeinanderfolgende Verteilung der für den Regelarbeits-Zeitbereich verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazität an die einzelnen Plattformen, basierend auf der Nutzung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität durch die jeweilige vor der entsprechenden Leistung aktivierte Regelreserve, d. h. die für beide Plattformen (MARI und PICASSO) verfügbare Kapazität, ist wechselseitig abhängig von der von jeweils einer der Plattformen genutzten Kapazität.
- Die Anwendung von Vergabebeschränkungen, einschließlich Rampenzeitbeschränkungen und technischen Grenzen der HGÜ-Interkonnektoren, sofern keine Anwendung durch die Regelarbeitsplattformen erfolgt. (Ob Vergabebeschränkungen im CMM oder auf den BP Anwendung finden würden, ist zu diesem Zeitpunkt nicht bekannt.)

Da die vorgenannten im CMM ausgeführten Funktionen nicht in der Kapazitätsberechnung selbst ausgeführt werden können, müssen die Kapazitäten auf Null bzw. auf einen die Systemsicherheit garantierenden Wert gesetzt werden.

#### **4.9 Methode zur Ermittlung der Übertragungszuverlässigkeitsmarge**

Die Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge für gebotszonenübergreifende Kapazität in der CCR Hansa berücksichtigt die Grundsätze 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, d. h. die in Artikel 4 der CCM erwähnte TRM. Nachstehend werden die gemeinsamen harmonisierten Grundsätze für die Ableitung der Zuverlässigkeitsmarge von der Wahrscheinlichkeitsverteilung beschrieben, wie in Artikel 22 Absatz 3 der CACM-Verordnung gefordert.

Aufgrund der Steuerbarkeit des Lastflusses auf DC-Interkonnektoren ist die Ermittlung einer Zuverlässigkeitsmarge an Gebotszonengrenzen, deren Anschlüsse ausschließlich aus DC-Interkonnektoren bestehen, nicht erforderlich. Aus diesem Grund wird die Zuverlässigkeitsmarge für die Grenzen SE4-PL und DK2-DE/LU gegenwärtig nicht angewandt.

Die hier beschriebene Methode findet demnach nur für die strahlenförmig verbundene AC-Grenze DK1-DE/LU Anwendung.

Im Allgemeinen wird die grenzüberschreitende Übertragungskapazität, die für die AC-Grenze in der CCR Hansa abgeleitet wird, als Wert für die NTC ausgedrückt. Im Rahmen der Kapazitätsberechnung wenden die ÜNB der CCR Hansa die TRM an, um den mit den Unsicherheiten der Berechnung verbundenen Risiken Rechnung zu tragen. Die Methode zur Ermittlung der TRM wird durch die ÜNB der CCR Hansa festgelegt und spiegelt die Risiken wieder, denen die ÜNB der CCR Hansa gegenüberstehen. Wie in Artikel 22 Absatz 2 der CACM-Verordnung gefordert, berücksichtigt die vorgestellte Methode insbesondere Folgendes:

„(a) unbeabsichtigte Abweichungen der physikalischen Lastflüsse innerhalb einer Marktzeiteinheit, die durch die Anpassung der Lastflüsse innerhalb der Regelzonen und zwischen diesen zur Aufrechterhaltung einer konstanten Netzfrequenz entstehen;  
 (b) Unsicherheiten, die für die jeweils betrachtete Marktzeiteinheit die Kapazitätsberechnung beeinträchtigen und zwischen dem Kapazitätsberechnungszeitbereich und der Echtzeit eintreten könnten.“

Die Berechnung der Zuverlässigkeitsmarge TRM auf hoher Ebene erfolgt in den folgenden Schritten:

1. Identifizierung der Unsicherheitsquellen für jeden TTC-Berechnungsprozess;
2. Ableitung unabhängiger Zeitreihen für jede Unsicherheit und Festlegung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen (PD) jeder Zeitreihe;
3. Faltung einzelner Wahrscheinlichkeitsverteilungen und Ableitung des TRM-Wertes aus der gefalteten Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Die Methode wird in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

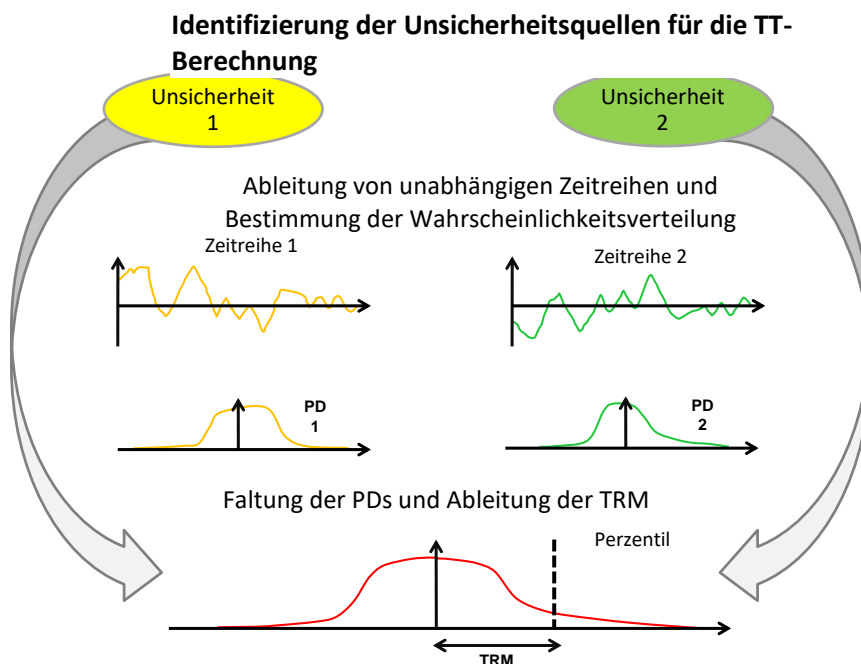


Abbildung 3: Darstellung des Konzeptes zur Berechnung der TRM

Nachstehend werden die einzelnen Schritte genauer beschrieben.

#### Schritt 1: Identifizierung der Unsicherheit

Im ersten Schritt werden die entsprechenden Unsicherheiten identifiziert. Im Allgemeinen erfolgt die Berechnung der TTC auf der Grundlage des CGM, das Annahmen und Prognosen für die Erzeugungs- und Lastmuster sowie für die Netztopologie beinhaltet. Dies ist der Ausgangspunkt für die Identifizierung spezifischer Unsicherheiten. Für die AC-Grenze in der CCR Hansa sind typische Unsicherheitsquellen auf der Ebene der Kapazitätsberechnung:

1. Unsicherheiten bei den Prognosen für Wind- und Solareinspeisung und den Lastgang mit Einfluss auf die Last- und Erzeugungsmuster im Netzwerkmodell
2. Annahmen für den grenzüberschreitenden Austausch zwischen Drittländern, die nicht Teil des TTC-Profils sind
3. Austausch von Frequenzhaltungsreserven (FCR)

#### Schritt 2: Ermittlung geeigneter Wahrscheinlichkeitsverteilungen

Der zweite Schritt bei der Berechnung der TRM ist die Ermittlung von geeigneten Zeitreihen, mit denen die Auswirkungen der einzelnen Unsicherheiten auf die Berechnung der TTC gemessen oder geschätzt werden können. Die Bestimmung solcher Zeitreihen kann sich je nach Art der Unsicherheit unterscheiden. Im Allgemeinen kann eine generische Zeitreihe aus einer bereits vorhandenen Datenbank als Ausgangspunkt verwendet werden. Die Zeitreihen umfassen eine angemessene Zeitspanne aus der Vergangenheit, um eine signifikante und repräsentative Datenmenge zu erhalten. Nach Durchführung von Qualitätsprüfungen werden die Auswirkungen der Unsicherheitsfaktoren auf die Berechnung der TTC bestimmt.

#### Schritt 3: Faltung und Berechnung der TRM

Zu Beginn dieses Schritts werden die einzelnen PDs gefaltet, um eine Gesamtwahrscheinlichkeitsverteilung für ein Ereignis zu erhalten. Bei der Faltung der PDs für die relevanten Unsicherheiten werden die individuellen unabhängigen Faktoren in einer gemeinsamen PD für eine TRM kombiniert. Bevor die Faltung erfolgt, wird jede PD normalisiert. Die gefaltete PD ist die Grundlage für die Ermittlung der anfänglichen Werte für die TRM. Von der gefalteten Wahrscheinlichkeitsverteilung wird ein bestimmtes Perzentil genommen.

## 5. Zeitrahmen für die Umsetzung

Die Umsetzung der CCM in der CCR Hansa muss innerhalb von zwölf Monaten nach der Genehmigung der Regulierungsbehörden erfolgen. Allerdings ist die Umsetzung der CCM abhängig von dem Go-Live der ÜNB der CCR Hansa auf der Regelarbeitsplattform und der Implementierung der CMF. Eine Ausnahme gilt, wenn alle zuständigen Regulierungsbehörden unter der Aufsicht eines bestimmten ÜNB bei Vorliegen hinreichender Gründe für eine Verschiebung der Anwendung der Methode einer Verlängerung des Zeitraums zur Umsetzung zustimmen oder in der EB-Verordnung andere Zeiträume vorgesehen sind.

Für den Fall, dass die CMF beim Go-Live der ÜNB der CCR Hansa auf den Regelarbeitsplattformen bereits implementiert ist, kann die CCM umgesetzt werden. Sofern im umgekehrten Fall der Go-Live der ÜNB der CCR Hansa erfolgt, bevor die CMF implementiert ist, müssen die ÜNB der CCR Hansa die berechneten ATC-Werte direkt an die Regelarbeitsplattformen übermitteln.

Beide ÜNB auf jeder Seite einer Grenze der CCR Hansa müssen live auf den Regelarbeitsplattformen sein, bevor die CCM an der Grenze umgesetzt werden kann. Sofern nur ein Go-Live eines ÜNB erfolgt ist, sind die Anforderungen der CCM erfüllt, aber die Methode kann ohne zwei angrenzende ÜNB nicht angewandt werden. An Grenzen, an denen Vergabebeschränkungen notwendig sind, um die Betriebssicherheit aufrecht zu erhalten, wird die Kapazität als ATC-Wert von dem ÜNB errechnet und direkt an die Regelarbeitsplattformen übermittelt, bis entweder die CMF oder die Regelarbeitsplattformen eine diesbezügliche Lösung implementiert haben.

## 6. Ergebnisse aus der Konsultation

In der öffentlichen Konsultation wurden keine Stellungnahmen eingereicht.

## 7. Anhang 1: Begründung der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen in PSE

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 Selbsteinsatzmarktmodellen 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 ist<sup>8</sup>. In Selbsteinsatzmärkten sind die BKV selbst für ihre Erzeugungsreserven und Lastverfolgung zuständig, während die ÜNB diese nur für Ausfälle im Zeitrahmen 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 „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-Codes 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 gebotszonenübergreifenden 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

---

<sup>8</sup> Restbedarf ist der Teil des Endverbraucherbedarfs, der nicht durch kommerzielle Verträge (Erzeugungs-Selbstfahrpläne) gedeckt ist.

Bestimmungen der EB-Verordnung nichtig wären und eine Einhaltung der SO-Verordnung unmöglich machen, mindestens jedoch deutlich erschweren.

### **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 CCR Hansa 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-Reservemarge<sup>9</sup> (überprognostizierte Lasten schließen bereits vergebene Kapazitäten bei Kopplungen ein) jeden Monat dem Durchschnitt entspricht. Die monatlichen und wöchentlichen Aktualisierungen zielen darauf ab, jeden Tag eine bestimmte Reservemarge zu halten<sup>10</sup>, 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 festgelegte<sup>11</sup> (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 Nebenleistungen 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 110 kV-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 Windkraftenergieerzeuger 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 Pumpspeichereinrichtungen werden ebenfalls berücksichtigt.

---

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> 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 %.

<sup>11</sup> 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 (Zwangabschaltungen 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 MTU 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 <sup>12</sup>
$P_{SKNmin}$	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 A1 und A2 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  $\Delta$ -Export geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Exportrichtung. Eine Vergabebeschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der  $\Delta$ -Import geringer ist als die Summe der Übertragungskapazitäten an allen polnischen Interconnections in Importrichtung.

<sup>12</sup> 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.

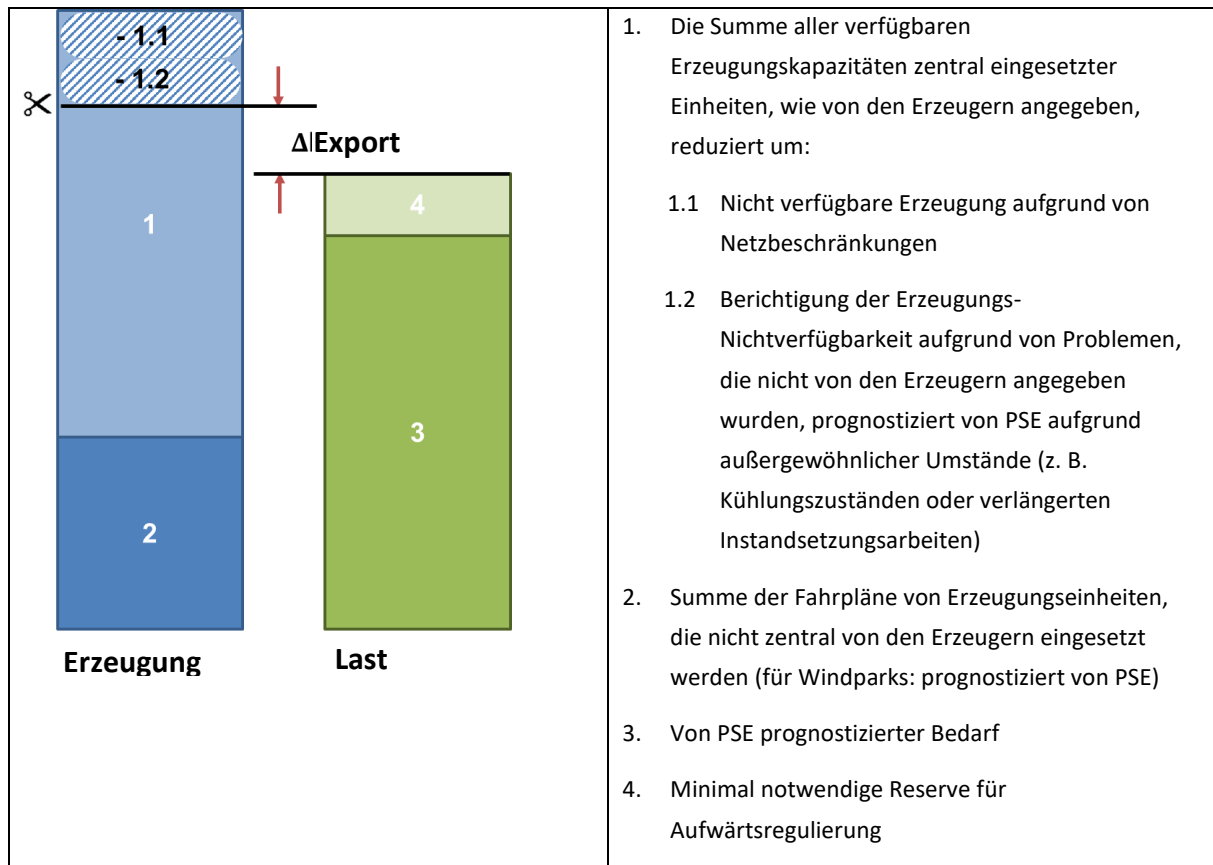


Abbildung A1: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

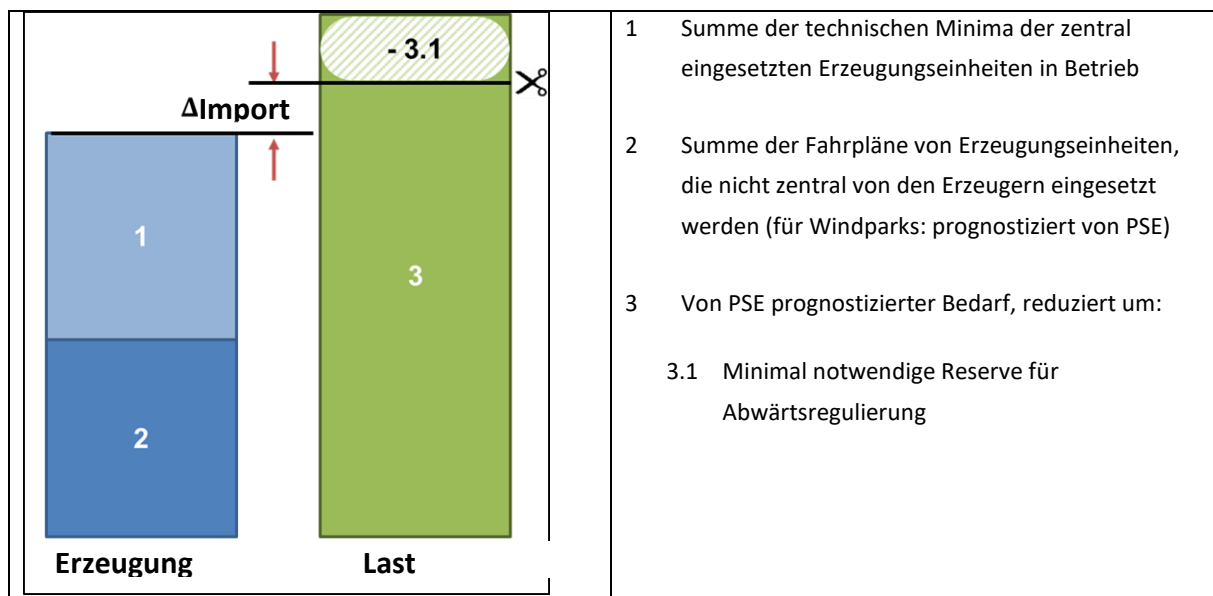


Abbildung A2: Festlegung der Vergabebeschränkungen in Import-Richtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Übertragungskapazitätsberechnung.

### 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 MTU, 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 Zeitbereich der Kapazitätsvergabe bestimmt, sodass sie für alle MTU (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 Übertragungskapazitäten 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 ATC-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 Interconnections – überbewertet an einer Interconnection 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.

