

BERICHT DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR  
VERFÜGBAREN GEBOTSZONENÜBERSCHREITENDEN KAPAZITÄT  
FÜR DAS JAHR 2021 GEMÄß ARTIKEL 15 ABSATZ 4 ELEKTRIZITÄTS-  
BINNENMARKT-VERORDNUNG (EU) 2019/943

VOM 22.04.2022

ERSTELLT VON

DEN DEUTSCHEN REGELZONENVERANTWORTLICHEN  
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERN



IN ZUSAMMENARBEIT MIT DEM NICHT-REGELZONEN-  
VERANTWORTLICHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER



## Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG.....	3
1. GESETZLICHER HINTERGRUND .....	4
2. LINEARE VERLAUFSKURVE IM RAHMEN DES DEUTSCHEN AKTIONSPLANS .....	5
3. METHODIK ZUM MONITORING .....	7
3.1 Core-Region .....	8
3.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien.....	8
3.1.2 CWE-Region.....	9
3.2 Hansa Region.....	11
3.2.1 NTC-Grenzen Deutschland – Dänemark 1 und Deutschland – Norwegen 2.....	11
3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	13
3.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	14
4. ERGEBNISSE .....	15
4.1 Core-Region .....	15
4.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien.....	15
4.1.2 CWE-Region.....	16
4.2 Hansa-Grenzen .....	24
4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1 .....	24
4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2 .....	25
4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2 .....	27
4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4 .....	28
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	30
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	31

## ZUSAMMENFASSUNG

Die am 04.07.2019 in Kraft getretene europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 (Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung) schreibt ab dem 01.01.2020 einen Mindestwert an verfügbarer Kapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel von 70 % vor. Deutschland nimmt mit dem „Aktionsplan Gebotszone“<sup>1</sup> eine im Art. 15 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung vorgesehene Übergangsregelung in Anspruch und erhöht die Kapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel ausgehend vom Niveau vor 2020 mittels einer linearen Verlaufskurve auf mindestens 70 % bis zum 31.12.2025. Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht außerdem die Verpflichtung einher, eine jährliche Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel durch die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber zu erstellen. Dieser Verpflichtung kommen die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion), TransnetBW GmbH (TransnetBW) und TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der nicht-regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB (BCAB) mit dem vorliegenden Bericht nach. Entsprechend der Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung wurden Methodik und Datengrundlage des vorliegenden Berichts der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) als nationaler Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt.

Im Ergebnis wurden die Mindestwerte für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel an den Grenzen Deutschland – Dänemark 1, Deutschland – Dänemark 2, Deutschland – Norwegen 2 und Deutschland – Polen/Tschechien durch die jeweiligen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bzw. TenneT zu jedem Zeitpunkt des Jahres 2021 eingehalten. An der Grenze Deutschland – Schweden 4 konnte TenneT den Mindestwert in Import-Richtung in allen Stunden und in Export-Richtung in 99 % der Stunden einhalten. In 90 Stunden wurde der Mindestwert in Export-Richtung aufgrund kritischer Leitungsunverfügbarkeiten ausgesetzt.

Auf den Netzelementen der CWE-Region wurde der Mindestwert im Rahmen der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung durch die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

Abschließend ist somit festzuhalten, dass 50Hertz, Amprion, TransnetBW, TenneT und BCAB die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2021 zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

---

<sup>1</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10)

## 1. GESETZLICHER HINTERGRUND

Die am 04.07.2019 in Kraft getretene europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 (Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung) legt fest, dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die gebotszonenübergreifende Übertragungskapazität nicht beschränken dürfen, um Engpässe innerhalb einer Gebotszone zu beheben. Diese Vorgabe gilt als erfüllt, wenn ein Mindestwert von 70 % für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel erreicht wird. Konkret sind damit, unter Berücksichtigung der Systemsicherheit, ab dem 01.01.2020 bei Grenzen mit NTC<sup>2</sup>-Kapazitätsberechnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität der Grenze und bei Grenzen mit lastflussbasierter Kapazitätsberechnung mindestens 70 % der Übertragungskapazität der kritischen Netzelemente für den zonenüberschreitenden Stromhandel anzubieten (Art. 16 Abs. 8). Für Mitgliedsstaaten, die strukturelle Netzengpässe festgestellt haben, eröffnet die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung die Möglichkeit, einen Aktionsplan zur Verringerung dieser Engpässe vorzulegen (Art. 15 Abs. 1). In diesem Fall ist der Mindestwert für die gebotszonenübergreifende Handelskapazität ausgehend vom durchschnittlichen Niveau der vergangenen drei Jahre bzw. dem Maximum dieser Jahre als Mindestwert im Jahr 2020 ab dem 01.01.2021 jährlich bis zum 31.12.2025 schrittweise auf mindestens 70 % zu erhöhen (Art. 15 Abs. 2).

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesrepublik Deutschland – nach voriger Konsultation mit Stakeholdern und Mitgliedsstaaten – der Europäischen Kommission und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) am 28.12.2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Der „Aktionsplan Gebotszone“ enthält konkrete Maßnahmen, durch welche Deutschland den zuvor ausgewiesenen strukturellen Engpässen entgegenwirkt und bis zum 31.12.2025 schrittweise die Mindestkapazität für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel von 70 % erreicht.

Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht die Verpflichtung einer jährlichen Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für zonenüberschreitende Handelskapazität durch die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber einher. Die Datengrundlage dieser Bewertung ist von der entsprechenden nationalen Regulierungsbehörde, in diesem Fall der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), zu genehmigen. Auf der Basis ist die Bewertung an die relevanten nationalen Regulierungsbehörden und ACER zu übermitteln (Art. 15 Abs. 4). Dieser Verpflichtung sind die regelzonenverantwortlichen ÜNB 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion), TransnetBW GmbH (TransnetBW) und TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der nicht-regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB (BCAB) erstmalig mit Bericht vom 18.05.2021 für das Jahr 2020 nachgekommen. Dieser wurde mit Bescheid vom 01.06.2021 seitens der BNetzA genehmigt. Die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung sind demnach im Jahr 2020 zu jedem Zeitpunkt erfüllt worden. Mit dem vorliegenden Bericht kommen die ÜNB der Verpflichtung nach Art. 15 Abs. 4 für das Jahr 2021 nach.

---

<sup>2</sup> NTC (Net Transfer Capacity) bezeichnet sowohl ein Kapazitätsberechnungsverfahren zur Ermittlung grenzspezifischer Übertragungskapazität als auch dessen Ergebnis.

## 2. LINEARE VERLAUFSKURVE IM RAHMEN DES DEUTSCHEN AKTIONSPLANS

Auf Basis des „Aktionsplans Gebotszone“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die deutschen ÜNB mit der Berechnung der Startwerte für die lineare Verlaufskurve gemäß Art. 15 Abs. 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung beauftragt.

Auf Basis der Prinzipien zur Berechnung und Ausweisung der Startwerte der BNetzA<sup>3</sup> haben die deutschen ÜNB 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT<sup>4</sup> die Startwerte für die deutschen Gebotszonengrenzen<sup>5</sup> und kritischen Netzelemente berechnet und veröffentlicht<sup>6</sup>. Die Prinzipien zur Startwertberechnung sehen unter anderem vor, dass für alle Gebotszonengrenzen bzw. kritischen Netzelemente, die zukünftig Teil der lastflussbasierten Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion (Capacity Calculation Region, CCR) Core (Core FB MC) sind, ein gemeinsamer Mittelwert berechnet und als Startwert definiert wird. Ausgehend von diesem Startwert ist eine schrittweise lineare Verlaufskurve von Mindestwerten für die Jahre bis zum Erreichen des Zielniveaus von 70 % am 31.12.2025 zu ermitteln. Bis zur Implementierung des Core FB MC im Jahr 2022 sollen die so ermittelten Mindestwerte im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung in der zentralwesteuropäischen Region (CWE) sowie auf die NTC-Grenzen, welche zukünftig Teil des Core FB MC werden, angewendet werden. Für die Grenzen in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa Deutschland – Dänemark 1 (DE-DK1), Deutschland – Dänemark 2 (DE-DK2) und Deutschland – Schweden 4 (DE-SE4) und für die bisher keiner Region zugeordnete Grenze Deutschland – Norwegen 2 (DE-NO2) ist ein Startwert je Grenze zu ermitteln und anzuwenden. Die Anwendung der Mindestkapazitäten und der linearen Verlaufskurve an der Grenze DE-NO2 erfolgt auf Basis des allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatzes und des Europäischen Wettbewerbsrechts. Norwegen als Teil des Europäischen Wirtschaftsraums ist in diesem Falle wie ein europäischer Mitgliedsstaat zu behandeln, obwohl es nicht unmittelbar der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung unterliegt, solange es diese noch nicht angenommen hat. Die sich gemäß diesen Berechnungen ergebenden Ausgangswerte und linearen Verlaufskurven werden nun im Folgenden dargestellt.

<sup>3</sup>[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling_node.html)

<sup>4</sup> Der Startwert für die Grenze DE-SE4 wurde durch TenneT ermittelt.

<sup>5</sup> Gemeint ist die Deutsch-Luxemburgische Gebotszone. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden der Begriff „deutsche Gebotszone“ verwendet.

<sup>6</sup> <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CEP-Startwerte>

## CCR Core

Grenze	% der Kapazität pro kritischem Netzelement (CNE)						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
Core Region	11,5	21,3	31,0	40,8	50,5	60,3	70,0

Die in der CWE-Region im April 2018 eingeführte Mindesthandelskapazität „Minimum Remaining Available Margin“ (CWE-minRAM) in Höhe von 20 % wird weiterhin wie bisher gewährt, sofern dies unter Einhaltung der Systemsicherheit möglich ist.

## CCR Hansa

Grenze	% der Kapazität pro Grenze						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
DE-SE4	41,4	46,2	50,9	55,7	60,5	65,2	70,0
DE-DK1	23,9	31,6	39,4	47,0	54,6	62,3	70,0
DE-NO2	0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	70,0
DE-DK2 <sup>7</sup>	Kontek →	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS <sup>8</sup> →	0,0	11,7	23,3	35,0	46,7	

Die Verpflichtungen der TenneT aus „Commission Decision of 7.12.2018 [...] Case AT.40461 – DE/DK Interconnector“ (TenneT’s Commitment) über eine Mindestkapazität an der Grenze DE-DK1 bleiben hiervon unberührt.

<sup>7</sup> Die BNetzA hat für Interkonnektoren die nach dem 01.01.2020 in Betrieb genommen werden festgelegt, dass diese einen Startwert von 0 % im Jahr der Inbetriebnahme haben und dieser Wert in jährliche bis auf 70 % ansteigt. Daher setzt sich der Mindestwert für die Grenze DE-DK2 aus den Einzelwerten der beiden auf der Grenze befindlichen Interkonnektoren zusammen.

<sup>8</sup> Der Mindestwert in % ist auf die verfügbare Übertragungskapazität nach Abzug der prognostizierten Einspeisung der Offshore-Windparks anzuwenden

### 3. METHODIK ZUM MONITORING

Im Folgenden ist die Methodik zum Monitoring der Einhaltung der Mindestwerte für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel gemäß Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung und den Vorgaben der BNetzA beschrieben.

Demnach muss die angebotene Kapazität in jedem Marktzeitbereich (MTU) – in jeder Stunde – und in beiden Richtungen den jeweiligen Mindestwert respektieren. Der Mindestwert definiert die mindestens anzubietende Kapazität. Die Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte erfolgt im ersten Schritt auf Basis der in der Day-Ahead (DA) Kapazitätsberechnung angebotenen Kapazitäten. Die angebotene Kapazität wird im Folgenden auch als „Handelsmarge“ bezeichnet.

Die Handelsmarge setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen. Dies ist zum einen die koordinierte Handelsmarge, welche die angebotene Kapazität auf der untersuchten Grenze bzw. den untersuchten Grenzen, welche an der Kapazitätskoordination teilnehmen, abbildet. Der zweite Teil ist die unkoordinierte Handelsmarge. Diese bildet die Auswirkungen der auf anderen, nicht an der Kapazitätskoordination teilnehmenden Grenzen angebotenen Handelskapazitäten ab, sofern Daten vorhanden sind. Drittstaaten, die nicht EU-Mitglied sind, werden genauso behandelt wie EU-Mitgliedsstaaten.<sup>9</sup> Damit ist ein konsistentes Vorgehen zur Startwertberechnung der deutschen ÜNB sichergestellt.

Im Falle einer Unterschreitung der Mindestwerte nach oben beschriebener Standardmethode ist somit eine zusätzliche Detailprüfung erforderlich. Diese berücksichtigt sodann weitere für die Einhaltung der Vorgaben (Compliance) relevante Komponenten, wie angebotene Kapazität im Langfrist- und Intraday (ID)-Zeitbereich sowie für grenzüberschreitende Regelleistungsbereitstellung reservierte Kapazitäten, genauso wie die Berücksichtigung weiterer europäischer Grenzen bei der Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge.<sup>10</sup> Solche abschließenden Compliance-Prüfungen werden im nachfolgenden Ergebniskapitel zusätzlich erläutert.

Außerdem wird im Falle von Unterschreitungen zusätzlich analysiert, ob dadurch eine Limitierung des grenzüberschreitenden Stromhandels bedingt wurde. Dies bedeutet, dass die Kapazität vollständig genutzt wurde und eine Marktpreisdifferenz verblieben ist, sodass ein zusätzlicher Austausch wirtschaftlich gewesen wäre.<sup>11</sup>

---

<sup>9</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>10</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>11</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

### 3.1 Core-Region

Wie eingangs in Kapitel 2 beschrieben, wurde für alle deutschen Grenzen, die zukünftig Teil des Core FB MC sind, ein gemeinsamer Startwert und linearer Verlauf berechnet. Da in der CCR Core zukünftig ein gemeinsamer lastflussbasierter Kapazitätsberechnungsansatz angewendet wird, ist der durch den Startwert und der linearen Verlaufskurve gegebene Mindestwert auf jedem kritischen Netzelement (CNE) unter Berücksichtigung der jeweils kritischen Ausfallkombinationen (CNEC) einzuhalten.

Aktuell erfolgt die Kapazitätsberechnung für die Grenzen Deutschland – Tschechien (DE-CZ) und Deutschland – Polen (DE-PL) nach einem NTC-Verfahren und die Kapazitätsberechnung für alle in der CWE-Region enthaltenen Grenzen mittels eines lastflussbasierten Verfahrens. Aufgrund dieses Unterschieds ist die technische Umsetzung des Monitorings unterschiedlich und wird daher im Folgenden getrennt beschrieben.

#### 3.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien

Die Übertragungskapazität der Gebotszonengrenzen DE-CZ und DE-PL wird durch die ÜNB 50Hertz, TenneT und dem tschechischen ÜNB Czech Transmission System Operator (CEPS) als kombinierter Wert DE – PL/CZ auf Basis der NTC-Kapazitätsberechnungsmethode ermittelt. Die ÜNB führen dazu unabhängig voneinander NTC-Kapazitätsberechnungen unter ausschließlicher Berücksichtigung ihrer CNECs durch. Das Minimum der Ergebnisse je MTU (Harmonisierung) bildet die NTC DE – PL/CZ. Diese wird zur Hälfte in die NTC DE-CZ überführt, während die andere Hälfte als technisches Profil DE – PL/CZ verbleibt. Die Zuteilung der Kapazität des technischen Profils auf die beiden Gebotszonengrenzen DE-CZ und DE-PL erfolgt erst im Zuge der Allokation auf Basis der Nachfrage und somit im Sinne einer Wohlfahrtsoptimierung. Zur Abbildung des technischen Profils berücksichtigt 50Hertz in seiner Kapazitätsberechnung PL und CZ als eine Gebotszone. Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben, die von 50Hertz und TenneT angewendet wird.

##### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Wie eingangs in diesem Kapitel beschrieben, besteht die angebotene Handelsmarge aus zwei Anteilen. Bei Anwendung eines NTC-Verfahrens ist zur Feststellung der Compliance nur das limitierende CNEC<sup>12</sup> relevant, da es bzw. sie im Rahmen der Kapazitätsberechnung die koordinierte Handelsmarge determinieren. Entsprechendes gilt auch für die unkoordinierte Handelsmarge, welche ebenfalls nur auf dem limitierenden CNEC betrachtet werden muss.

##### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge auf dem limitierenden CNEC entspricht dem Anteil der ermittelten gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazität welche das limitierende CNEC belastet (Berechnung

---

<sup>12</sup> Es können je MTU auch mehrere CNECs gleichzeitig limitierend sein.



des Anteils erfolgt über PTDF<sup>13</sup>). Für die Grenzen DE – PL & CZ stellt auf deutscher Seite der ÜNB das limitierende CNEC, der die geringere Kapazität in die Harmonisierung mit CEPS gegeben hat. Zur Berechnung der koordinierten Handelsmarge wird dementsprechend diese Kapazität herangezogen.

#### Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Die unkoordinierte Handelsmarge auf dem limitierenden CNEC entspricht den belastenden Anteilen, der auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten, welche für diese auf dem limitierenden CNEC je Richtung angeboten wurden (Berechnung des Anteils erfolgt über PTDF).<sup>14</sup> Dazu werden die auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten auf Basis der zum Zeitpunkt der DA-Kapazitätsberechnung verfügbaren Informationen geschätzt. Somit ergibt sich je MTU und Richtung ein Wert für die unkoordinierte Handelsmarge je limitierendem CNEC.

#### Datenquellen TenneT

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Relative Handelsmarge	$F_{\max}$	D2CF CGM
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Eigene Alternating Current (AC) Lastflussberechnung auf Basis D2CF-CGM <sup>15</sup>
Koordinierte Handelsmarge	PTDF	Eigene Berechnung aus D2CF CGM
Unkoordinierte Handelsmarge		
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Day-Ahead Capacity (Art. 11.1 EU Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

#### Datenquellen 50Hertz

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Koordinierte Handelsmarge	$F_{\text{ref}}$ , $F_{\max}$ , PTDF und Phase Shift Distribution Factor (PSDF)	Eigene Direct Current (DC) Lastflussberechnung und -optimierung auf Basis D2CF-CGM <sup>15</sup>
Unkoordinierte Handelsmarge	PTDF	DC Lastflussberechnung
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Long-Term Capacity (Art. 11.1 EU Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

### 3.1.2 CWE-Region

Es wird im Folgenden die Methodik des Monitorings beschrieben, die von den ÜNB Amprion, TenneT und TransnetBW in der CWE-Region angewendet wird.

<sup>13</sup> PTDF (Power Transfer Distribution Factors) übersetzen einen grenzüberschreitenden Austausch in die entsprechenden Lastflüsse auf den CNEC.

<sup>14</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>15</sup> D-2 Congestion Forecast Common Grid Model (D2CF-CGM) gemäß Art. 67 und Art. 70 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL).

### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Die angebotene Handelsmarge wird entsprechend der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung je CNEC bestimmt. Die angebotene Handelsmarge ist wie eingangs beschrieben die Summe aus koordinierter und unkoordinierter Handelsmarge.

Im Ergebnis wird die angebotene Handelsmarge als Prozentsatz angegeben. Dieser ergibt sich aus der auf dem CNEC angebotenen Handelskapazität (Summe aus koordiniertem sowie unkoordiniertem Anteil) dividiert durch dessen physische Kapazität ( $F_{\max}$ ).

Das in den Berechnungen für das Compliance Monitoring verwendete  $F_{\max}$  ist dabei für alle MTUs äquivalent zum in der Kapazitätsberechnung angewendeten physischen Limit. Im Sonderfall der Ermittlung der Handelsmarge auf einer Gebots- oder Regelzonengrenze ist die geringere angebotene Kapazität der beiden beteiligten ÜNB ausschlaggebend. Bei der Anwendung von Default Flow-Based Parametern (DFP)<sup>16</sup> aufgrund von technischen Problemen in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung ist eine Bestimmung der relativen angebotenen Handelsmarge nicht möglich. MTUs in denen DFP angewendet wurden, werden daher von der Compliance-Prüfung ausgenommen.

### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die berichtete koordinierte Handelsmarge entspricht der im Rahmen der Day-Ahead CWE-Kapazitätsberechnung für den zonenübergreifenden Handel angebotenen Remaining Available Margin (RAM). Diese wird täglich auf JAO.eu als „Virgin Flow-Based Domain“ veröffentlicht. Der Einfluss der Langfrist-Allokationen an den CWE-Grenzen wird aktuell noch nicht betrachtet. Daher kann die tatsächlich in CWE angebotene zonenübergreifende Handelskapazität über den berichteten Werten liegen.

### Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Zur Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge wird der Einfluss der außerhalb der CWE-Region angebotenen zonenübergreifenden Handelskapazität auf den jeweiligen CNEC der CWE-Region bestimmt. Konkret werden die entsprechenden belastenden PTDFs mit den jeweiligen betrachteten NTCs multipliziert und so der Einfluss der NTCs auf den jeweiligen CNEC bestimmt.<sup>17</sup> Um die gesamte unkoordinierte Handelsmarge des CNECs zu bestimmen, werden die einzelnen unkoordinierten Handelsmargen der verschiedenen NTC-Grenzrichtungen addiert.

$$\text{Unkoordinierte Handelsmarge} = \sum_{j,k; j \neq k} \text{Unkoordinierte Handelsmarge}_{j \rightarrow k}$$

Dabei wurden nur diejenigen Grenzen berücksichtigt, deren PTDF-Werte im Rahmen der Day-Ahead CWE-Kapazitätsberechnung verfügbar sind.

---

<sup>16</sup> Die Anwendung von DFP ist eine vorgesehene Rückfalloption, falls eine technische Störung in der vortägigen DA Kapazitätsberechnung auftritt. Dann wird die Kapazitätsberechnung ausgesetzt und dem Handel werden zonenübergreifende Kapazitäten in Höhe der schon vergebenen Langfristkapazitäten zur Verfügung gestellt.

<sup>17</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Datenquellen

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Unkoordinierte Handelsmarge	NTCs	Zum Zeitpunkt der jeweiligen Kapazitätsberechnung von der ENTSO-E Transparency Plattform abgerufene <a href="#">day-ahead</a> <sup>18</sup> oder ersatzweise <a href="#">month ahead</a> <sup>19</sup> Forecasted Transfer Capacity. Falls keiner der beiden Werte verfügbar war, wurden auf Jahreskapazitäten basierende Default Werte verwendet.
Unkoordinierte Handelsmarge	PTDFs der CWE CNECs	CWE Flowbased Common System (teilweise öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO.eu</a> <sup>20</sup> )
Koordinierte Handelsmarge	RAM	CWE Flowbased Common System (öffentlich verfügbar unter <a href="#">JAO.eu</a> <sup>21</sup> )

### 3.2 Hansa Region

Wie eingangs in Kapitel 2 beschrieben, wurden je Gebotszonengrenze in der CCR Hansa individuelle Startwerte sowie lineare Verlaufskurven berechnet. Da an allen vier Grenzen eine NTC-Kapazitätsberechnung erfolgt, gelten die Werte je Grenze.

#### 3.2.1 NTC-Grenzen Deutschland – Dänemark 1 und Deutschland – Norwegen 2

Die Übertragungskapazitäten der Gebotszonengrenzen DE-DK1 und DE-NO2 werden mittels koordiniertem NTC-Verfahren (cNTC) ermittelt. Damit können die individuellen Mindestkapazitäten der Grenzen als Mindest-Handelsmargen (Anteil des maximal zulässigen Stromflusses) auf den jeweiligen kritischen Netzelementen angewendet werden. Die Berechnung erfolgt auf Basis eines Common Grid Model (CGM) gemäß Art. 67 und Art. 70 Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGI) jeweils für die Import- und Exportrichtung und für sämtliche MTU. Da gemäß Aktionsplan unterschiedliche Mindestwerte für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 gelten, werden zunächst die Übertragungskapazitäten auf Basis der geringeren Mindestmarge (DE-NO2) ermittelt, um die Übertragungskapazität der zugehörigen Grenze zu bestimmen. Anschließend wird die Übertragungskapazität der Grenze mit der höheren Mindestmarge (DE-DK1) unter Berücksichtigung der zuvor bestimmten Übertragungskapazität der anderen Grenze (DE-NO2) ermittelt. In Folge dessen können die Übertragungskapazitäten der beiden Grenzen durch unterschiedliche CNEC determiniert sein. Im Folgenden wird die Methodik des Monitorings beschrieben, die von TenneT angewendet wird.

<sup>18</sup> <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/ntcDay/show>

<sup>19</sup> <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/forecastedTransferCapacitiesMonthAhead/show>

<sup>20</sup> <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> >> Utility Tool >> Virgin Flow-Based Domain

<sup>21</sup> <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> >> Utility Tool >> Virgin Flow-Based Domain

Die NTC-Berechnung für DE-NO2 und somit das Monitoring der Mindestwerte bezieht sich auf die aufnehmende Seite der Gebotszonengrenze.<sup>22</sup> Da das NordLink-Kabel, das die Grenze DE-NO2 bildet, mit impliziter Verlustbeschaffung bewirtschaftet wird, steht die Übertragungskapazitäten auf der abgebenden Seite nicht ausschließlich dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung, sondern wird zusätzlich durch die implizit beschaffte Verlustleistung in Anspruch genommen.

#### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Wie zuvor beschrieben, besteht die angebotene Handelsmarge aus zwei Bestandteilen, der koordinierten und der unkoordinierten Handelsmarge. Bei Anwendung eines NTC-Verfahrens sind zur Feststellung der Compliance nur die angebotenen Handelsmargen der jeweils limitierenden CNECs relevant, da nur diese die jeweilige Übertragungskapazität determinieren. Entsprechend wird auch die unkoordinierte Handelsmarge nur für die limitierenden CNECs betrachtet. Da für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 unterschiedliche Mindestwerte gelten und andere CNECs limitierend wirken, erfolgt die Berechnung und das Monitoring für die Grenzen DE-DK1 und DE-NO2 separat.

#### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge auf den limitierenden CNECs entspricht dem Anteil der ermittelten Übertragungskapazitäten, welche das jeweilige limitierende CNEC belastet (Berechnung erfolgt mittels NTC- und PTDF-Werten). Im Rahmen einer cNTC-Methode steht die koordinierte Handelsmarge keiner Grenze exklusiv zur Verfügung, sondern wird zwischen den beteiligten Grenzen aufgeteilt. Die koordinierte Handelsmarge der jeweiligen Grenze ist daher die Summe der beiden Multiplikationen des jeweiligen NTC (DE-NO2 und DE-DK1) mit dem zugehörigen PTDF des limitierenden CNEC der betrachteten Grenze. Dies wird einmal für die Grenze DE-NO2 und einmal für die Grenze DE-DK1 mit dem jeweiligen limitierenden CNEC und den zugehörigen PTDF-Werten durchgeführt. Die koordinierte Handelsmarge des jeweiligen CNEC ergibt sich daher aus den Beiträgen beider Übertragungskapazitäten (DE-DK1 und DE-NO2).

#### Berechnung der unkoordinierten Handelsmarge

Die unkoordinierte Handelsmarge auf den limitierenden CNECs entspricht den belastenden Anteilen, der auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten, welche auf den limitierenden CNECs je Richtung angeboten werden müssen (Berechnung des Anteils erfolgt über PTDF).<sup>23</sup> Dazu werden die auf benachbarten Grenzen angebotenen Kapazitäten auf Basis der zum Zeitpunkt der DA-Kapazitätsberechnung verfügbaren Informationen geschätzt. Somit ergibt sich je MTU und Richtung ein Wert für die unkoordinierte Handelsmarge je limitierendem CNEC.

<sup>22</sup> Die Bezeichnungen „aufnehmende Seite“ sowie „abgebende Seite“ einer Gebotszonengrenze beziehen sich auf die jeweiligen Richtungen der Übertragungskapazitäten. Jede Richtung weist stets von der Energie abgebenden Seite (Gebotszone) zur Energie aufnehmenden Seite (Gebotszone).

<sup>23</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

#### Datenquellen

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Relative Handelsmarge	$F_{\max}$	Berechnung mittels Nennspannung und $I_{\max}$ aus dem D2CF CGM
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Eigene AC-Lastflussberechnung auf Basis D2CF-CGM
Koordinierte Handelsmarge	PTDF	Eigene Berechnung aus D2CF CGM
Unkoordinierte Handelsmarge	NTC	Forecasted Day-Ahead Capacity (Art. 11.1 EU Verordnung 543/2013) von ENTSO-E Transparency Platform

### 3.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Folgenden wird die Methodik beschrieben, die 50Hertz auf der Grenze DE-DK2 anwendet.

#### Berechnung der angebotenen Handelsmarge

Da auf der Grenze DE-DK2 nur die Interkonnektoren mit Gleichstrom-Eigenschaften (Direct Current, DC) Kontek-Kabel und seit dem 15.12.2020 Kriegers Flak CGS (KF CGS) existieren und damit keine ungesteuerten Lastflüsse auftreten, ist nur die koordinierte Handelsmarge zu ermitteln.

#### Bestimmung der koordinierten Handelsmarge

Die koordinierte Handelsmarge entspricht der entsprechend der DA-Kapazitätsberechnung auf der Grenze angebotenen Übertragungskapazität. Durch die Inbetriebnahme des hybriden Interkonnektors KF CGS am 15.12.2020 wurde die Übertragungskapazität insgesamt erhöht. Die KF CGS verbindet die Netzanbindungen der deutschen Offshore-Windparks Baltic 1 und Baltic 2 mit denen der dänischen Offshore-Windparks Kriegers Flak DK und schafft so auch einen Interkonnektor zwischen Deutschland und Ostdänemark. Dessen Übertragungskapazität ergibt sich aus der gesamten Übertragungskapazität abzüglich der prognostizierten Offshore-Windeinspeisung.

#### Datenquellen

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Koordinierte Handelsmarge	NTC für das Kontek Kabel und für KF CGS	Systemführungs- und Netzleitsysteme

### 3.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Die Übertragungskapazität der Gebotszonengrenze DE-SE4 wird durch die Übertragungsnetzbetreiber Baltic Cable AB (BCAB), Svenska kraftnät und TenneT ermittelt. Die ÜNB führen unabhängig voneinander eine Kapazitätsberechnung durch. TenneT ermittelt die Übertragungskapazität anhand der Bewertung von Windeinspeisungen im Netz der Schleswig-Holstein Netz AG sowie Leitungsnichtverfügbarkeiten der TenneT und der Schleswig-Holstein Netz AG auf Basis eines gemeinsamen Grenzwertkonzepts. BCAB ermittelt Verfügbarkeit und Einschränkung des Kabels Baltic Cable.

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 bezieht sich unmittelbar auf die Übertragungskapazität der Kabelverbindung Baltic Cable. Eine Berücksichtigung von unkoordinierter Handelsmarge findet nicht statt. Für das Monitoring der Grenze DE-SE4 wird die angebotene Kapazität (bezogen auf die aufnehmende Seite der Gebotszone) im Verhältnis zur maximalen Leistung des Baltic Cable (600 MW auf aufnehmender Seite) mit der Mindestkapazität verglichen.<sup>24</sup>

Die Betrachtung der aufnehmenden Seite folgt aus dem Umstand, dass der Interkonnektor Baltic Cable mit impliziter Verlustbeschaffung bewirtschaftet wird und die Übertragungskapazitäten auf der abgebenden Seite nicht ausschließlich dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht, sondern zusätzlich durch die implizit beschaffte Verlustleistung in Anspruch genommen wird.

#### Datenquellen TenneT

Parameter	Eingangsdaten	Quelle
Relative Handelsmarge	$F_{\max}$	Operational Handbook of Baltic Cable
Koordinierte Handelsmarge	NTC	Berechnung mittels Grenzwertkonzept und Last- und Einspeiseprognosen
Koordinierte Handelsmarge	Kabelnichtverfügbarkeiten <sup>25</sup>	Baltic Cable AB/ Operational Handbook of Baltic Cable

<sup>24</sup> Die Bezeichnungen „aufnehmende Seite“ sowie „abgebende Seite“ einer Gebotszonengrenze beziehen sich auf die jeweiligen Richtungen der Übertragungskapazitäten. Jeder Richtung weist stets von der Energie abgebenden Seite (Gebotszone) zur Energie aufnehmenden Seite (Gebotszone).

<sup>25</sup> In der Regel führt eine Nichtverfügbarkeit von einzelnen Betriebsmitteln des Baltic Cables zu einer übertragbaren Leistung von 0 MW, sodass diese Zeiten nicht als Betriebsstunden betrachtet werden. Bei einem Ausfall des statischen Blindleistungskompensators kann Baltic Cable jedoch immer noch 500 MW übertragen, sodass diese Zeiten sehr wohl als Betriebsstunden betrachtet werden.

## 4. ERGEBNISSE

### 4.1 Core-Region

#### 4.1.1 NTC-Grenze Deutschland – Polen & Tschechien

Im Jahr 2021 wurde der für die Grenzen DE-PL&CZ geltende Mindestwert von 21,3 % in jeder MTU eingehalten. Die folgende Abbildung zeigt die relative Handelsmarge als das Verhältnis von angebotener Handelsmarge zu physischer Übertragungskapazität je CNEC und für alle MTUs auf den Grenzen DE-PL&CZ im Jahr 2021 für beide Handelsrichtungen.

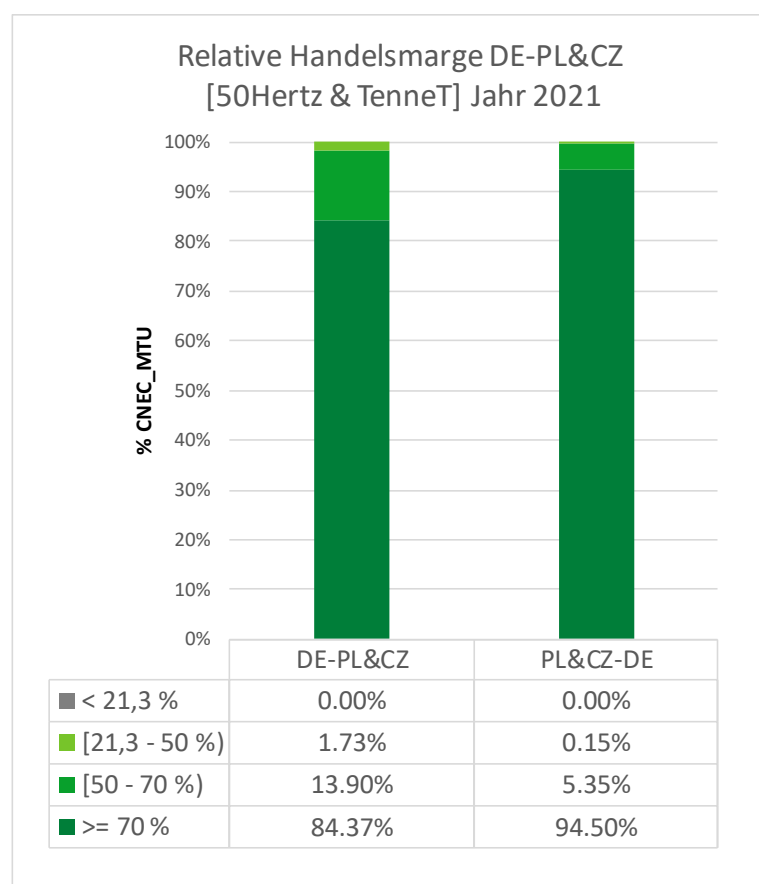


Abbildung 1: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

Abbildung 1 zeigt, dass in allen berücksichtigten MTUs eine Handelsmarge von mindestens 21,3 % bezogen auf die physische Übertragungskapazität ( $F_{\max}$ ) je limitierendem CNEC angeboten wurde. Da die zugrundeliegenden NTC-Werte unabhängig voneinander je Richtung ermittelt werden, wird in der Darstellung je Richtung unterschieden. Für beide Richtungen wurden alle 8.760 Stunden des Jahres 2021 berücksichtigt. Da in Export-Richtung (DE-PL&CZ) zum Teil mehr als ein CNEC je MTU die Handelsmarge limitierte, basiert die Darstellung der Export-Richtung auf 14.461 Datenpunkten, während die Import-Richtung (PL&CZ-DE) auf 8.736 Datenpunkten basiert (ein CNEC je MTU). Da am 11.03.2021 kein D2CF

Datensatz verfügbar war, wurde seitens TenneT für alle Stunden ein Back-up NTC in Höhe von 2.000 MW angewendet. Der Backup-NTC basiert auf den ENTSO-E Jahresvorschau-Szenarien unter Anwendung des Mindestwerts von 21,3 %.<sup>26</sup> Der Backup-NTC war ausschließlich in Importrichtung maßgeblich (geringer als die NTC-Werte von 50Hertz). Da ohne den D2CF-Datensatz keine relative Handelsmarge ermittelt werden kann, wurden diese MTU von der Auswertung bzgl. der relativen Handelsmarge für die Import-Richtung ausgenommen. Neben der Einhaltung des für 2021 geltenden Mindestwerts von 21,3 % je limitierendem CNEC zeigt Abbildung 1 weiter, dass auf 84,4 % der in Export-Richtung und 94,5 % der in Import-Richtung limitierenden CNECs mindestens eine relative Handelsmarge von 70 % (Handelsmarge im Verhältnis zur physischen Übertragungskapazität) – und damit dem erst ab 31.12.2025 geltenden Mindestwert – freigegeben wurde.

#### 4.1.2 CWE-Region

Im Folgenden werden die Ergebnisse der angebotenen zonenübergreifenden Handelsmarge auf den Netzelementen der CWE-Region dargestellt. Wie in Art. 16 Abs. 8b der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung für Grenzen mit lastflussbasierter Kapazitätsvergabe beschrieben<sup>27</sup>, erfolgt die Ermittlung der angebotenen Handelsmarge je kritischem Netzelement (CNE) unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen (Contingencies). Dieses Vorgehen wird in Abbildung 2 und im Folgenden näher erläutert.

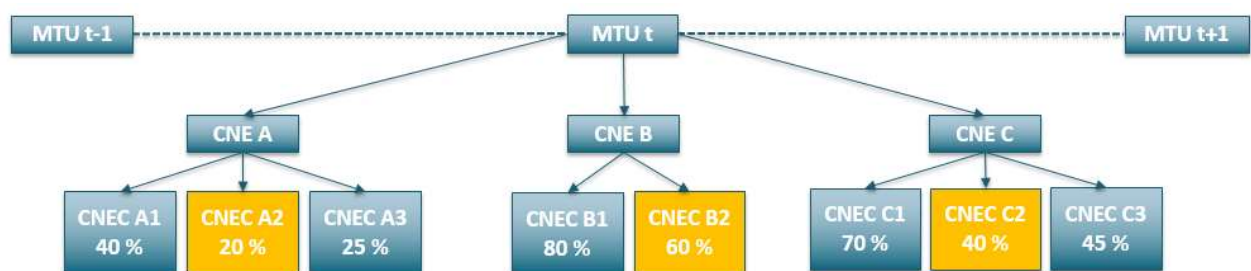


Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement

Abbildung 2 zeigt ein Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen gemäß Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Die prozentualen Angaben entsprechen der angebotenen zonenübergreifenden Handelsmarge im Verhältnis zur verfügbaren physischen Kapazität ( $F_{\max}$ ) je CNEC. Der orange markierte CNEC definiert die mindestens angebotene Handelsmarge des jeweiligen CNE.

<sup>26</sup> Jahresvorschau-Szenarien gemäß Artikel 65 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

<sup>27</sup> Siehe Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung: "[...] for borders using a flow-based approach, the minimum capacity shall be a margin set in the capacity calculation process as available for flows induced by cross-zonal exchange. The margin shall be 70 % [Anm.: Für Deutschland gelten an dieser Stelle bis zum 31.12.2025 die Zielwerte des Aktionsplans] of the capacity respecting operational security limits of internal and cross-zonal critical network elements, taking into account contingencies, as determined in accordance with the capacity allocation and congestion management guideline adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009. [...]"



Ein CNE bildet ein reales physisches Netzelement ab. Im operativen Kapazitätsberechnungsprozess werden in jeder MTU je CNE diverse Contingencies betrachtet. Die Kombination von CNE und Contingency bildet ein CNEC. Die minimale Handelsmarge, die auf einem CNE angeboten werden kann, wird folglich von dem CNEC bestimmt, welches die geringste Handelsmarge zulässt. Im Folgenden wird stets nur die mindestens angebotene Handelsmarge je CNE dargestellt.<sup>28</sup> Somit fließt je MTU ein Wert pro CNE in die Auswertung ein<sup>29</sup>. Damit werden in den folgenden Darstellungen nicht alle ermittelten Daten über alle CNECs dargestellt, sondern lediglich eine (kritische) Teilmenge.

Bei Betrachtung aller CNECs, würde der relative Anteil mit vergleichsweise hohen angebotenen Handelsmargen noch weiter ansteigen. Die Darstellung erfolgt als relative Handelsmarge, die als das Verhältnis von angebotener Handelsmarge zur verfügbaren physischen Kapazität ( $F_{\max}$ ) definiert ist.

Eine ausschließliche Berücksichtigung des CNEs mit der geringsten Handelsmarge über das jeweilige Betrachtungsgebiet je MTU wird als nicht sachgerecht erachtet, da je MTU nur ein Wert (des Netzelements bzw. CNE mit der geringsten Handelsmarge) in die Darstellung eingehen würde. Dies kann theoretisch dazu führen, dass ein einziges Netzelement, welches im betrachteten Zeitraum konstant niedrige angebotene Handelsmargen aufweist, die gesamte Auswertung definiert. CNEs, auf denen vergleichsweise hohe Handelsmargen angeboten wurden, würden in dieser Auswertung nicht repräsentiert werden. Wie eingangs beschrieben, würde diese Darstellungsweise auch die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung nur unzureichend abbilden, da die Mindestmargen für zonenübergreifende Handelskapazität auf *allen* kritischen Netzelementen einzuhalten sind. Außerdem würde eine solche Betrachtung auch dem Ziel des Monitorings nicht gerecht, einen Überblick über alle physischen Netzelemente und den verbundenen angebotenen Handelsmargen zu erlangen, um gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zu ergreifen, um auf allen Netzelementen zukünftige Mindestanforderungen zu erfüllen.

Für insgesamt 62 MTUs wurden aufgrund von technischen Problemen<sup>30</sup> in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung DFP oder Spanning angewendet:

- BD 06.02.2021: Spanning in Stunde 16
- BD 28.02.2021: Spanning in Stunde 18
- BD 11.03.2021: Anwendung von DFP über alle Stunden des Tages
- BD 13.03.2021: Anwendung von DFP in Stunde 11 bis 15
- BD 27.03.2021: Spanning in Stunde 13
- BD 04.04.2021: Spanning in Stunde 10
- BD 06.04.2021: Spanning in Stunde 22
- BD 06.05.2021: Spanning in Stunde 10
- BD 28.05.2021: Spanning in Stunde 11 und 12

<sup>28</sup> In diesem Punkt unterscheidet sich diese Methode von der Vorgehensweise im ACER Report on the Result of Monitoring the Margin Available for Cross-Zonal Electricity Trade in the EU von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

<sup>29</sup> Dabei findet keine Differenzierung im Hinblick auf die Flussrichtung über das jeweilige CNE statt. D.h. der Minimalwert wird je CNE aus beiden Flussrichtungen bestimmt.

<sup>30</sup> Die technischen Probleme lagen dabei außerhalb des Einflussbereiches der ÜNB.

- BD 25.08.2021: Spanning in Stunde 13
- BD 10.11.2021: Anwendung von DFP über alle Stunden des Tages

Eine Auswertung über den Jahresverlauf findet sich in Abbildung 3. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTUs im Hinblick auf die CWE-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen, sodass insgesamt 8.698 Stunden betrachtet wurden.

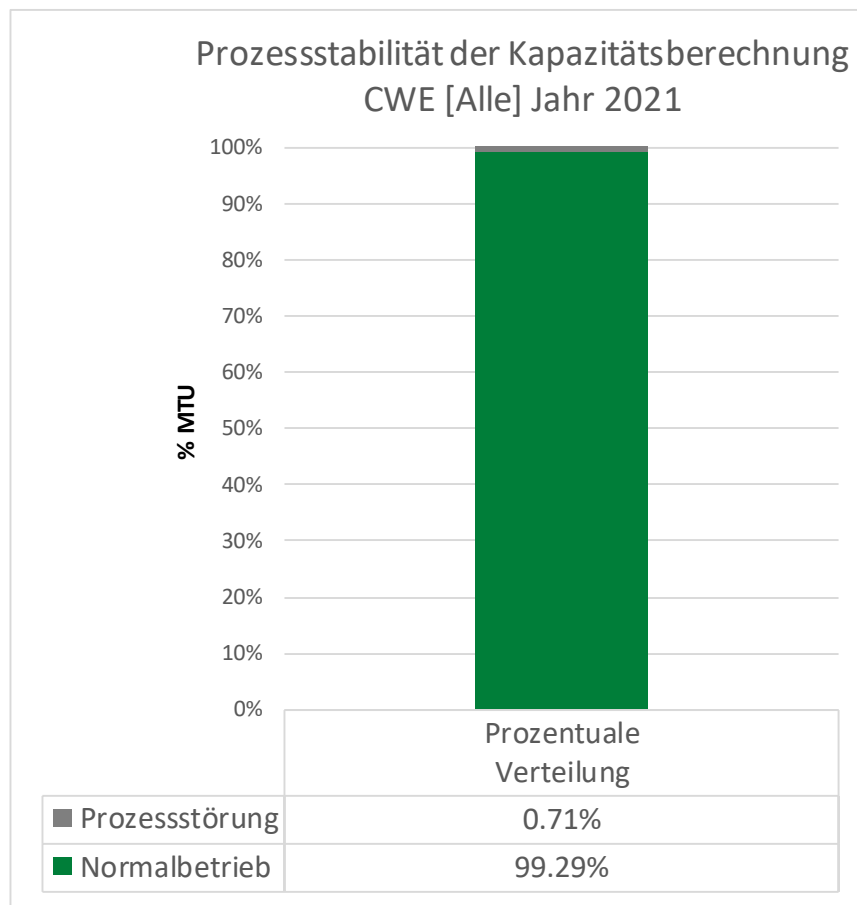


Abbildung 3: Prozessstabilität der CWE-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Jahr 2021

## Amprion-Regelzone

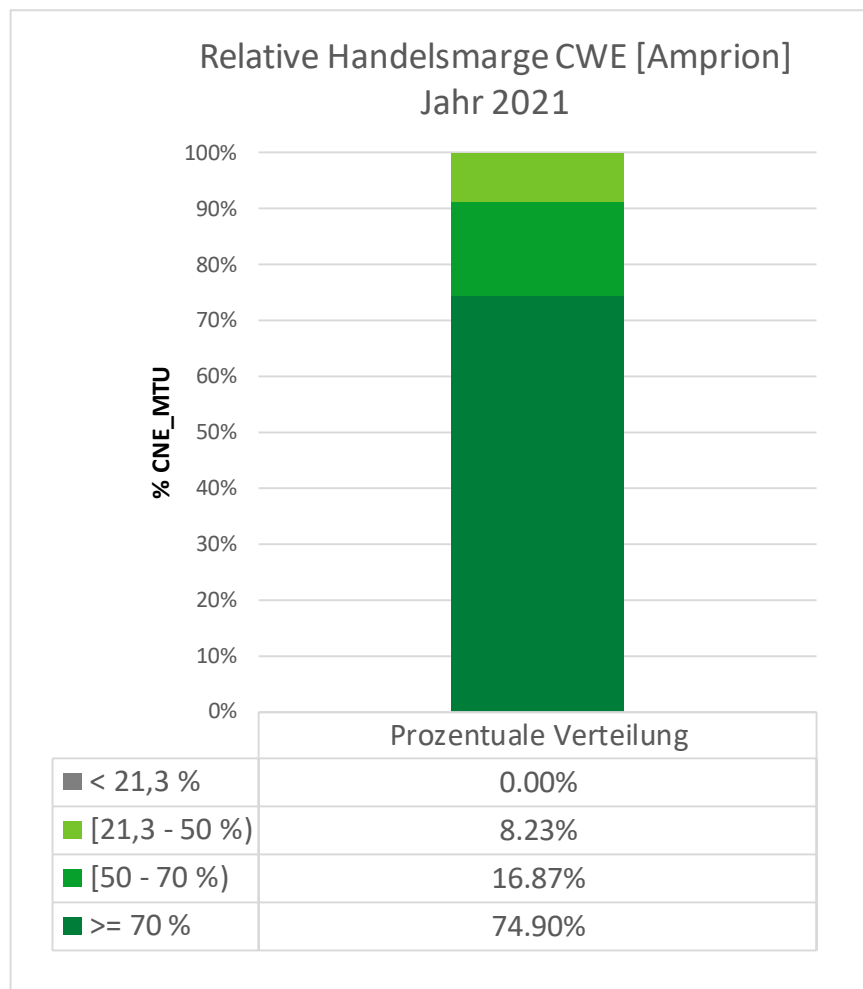


Abbildung 4: Relative Handelsmarge CWE [Amprion] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

Abbildung 4 zeigt die Verteilung der angebotenen Handelsmarge auf den CNEs der Amprion-Regelzone im Jahr 2021. Im Durchschnitt wurden im Jahr 2021 57 CNEs der Amprion-Regelzone pro MTU im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Damit sind im Balkendiagramm der Abbildung 4 496.618 Eingangsdaten berücksichtigt. Die Analyse zeigt, dass der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2021 (21,3 %) auf allen CNEs innerhalb der Amprion-Regelzone zu jedem Zeitpunkt eingehalten wurde.

Weitergehende Analysen zeigen, dass sich Fälle in denen vergleichsweise wenig Handelsmarge angeboten wurde auf relativ wenige Netzelemente lokal konzentrieren. Dies sind vor allem Leitungen im nordwestlichen Gebiet der Amprion-Regelzone, welche bei starker Windeinspeisung hohe Vorbelastungen durch Leistungsflüsse in die südeuropäischen Lastzentren aufweisen. In der Folge stellt es eine große Herausforderung dar, auf diesen Netzelementen zusätzliche Kapazität für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bereitzustellen. Für diese besonders betroffenen Netzelemente sind die derzeit reduzierten Handelsvorgaben der linearen Verlaufskurve gemäß Aktionsplan erforderlich.

Amprion und der belgische ÜNB Elia haben im November 2020 „ALEGrO“ – die erste direkte Stromverbindung zwischen Deutschland und Belgien – in Betrieb genommen. Vor diesem Hintergrund findet sich im vorliegenden Bericht für das Jahr 2021 erstmalig eine ganzjährige Auswertung für ALEGrO. ALEGrO wird als DC-Verbindung über das „Evolved Flow-Based Verfahren“ in die CWE-Kapazitätsberechnung und -allokation eingebunden und unterliegt damit einer besonderen Monitoring-Methodik. Die für das Compliance-Monitoring relevante Bemessungsgröße ist die im Flow-Based Market Coupling auf ALEGrO bereitgestellte maximale Übertragungskapazität<sup>31</sup>. Diese muss mindestens dem gültigen prozentualen Mindestwert nach dem Aktionsplan multipliziert mit der thermisch verfügbaren Kapazität von ALEGrO entsprechen. Im Falle eines Ausfalls oder einer verringerten thermischen Kapazität von ALEGrO, verringert sich damit auch der Mindestwert für zonenübergreifende Handelskapazität von ALEGrO. Da es im vorgelagerten AC-Netz zu Engpässen kommen kann, kann die tatsächliche physische Handelskapazität über ALEGrO von der direkt auf ALEGrO angebotenen Kapazität abweichen. Dies hat jedoch keinen Einfluss auf die Monitoringergebnisse von ALEGrO.

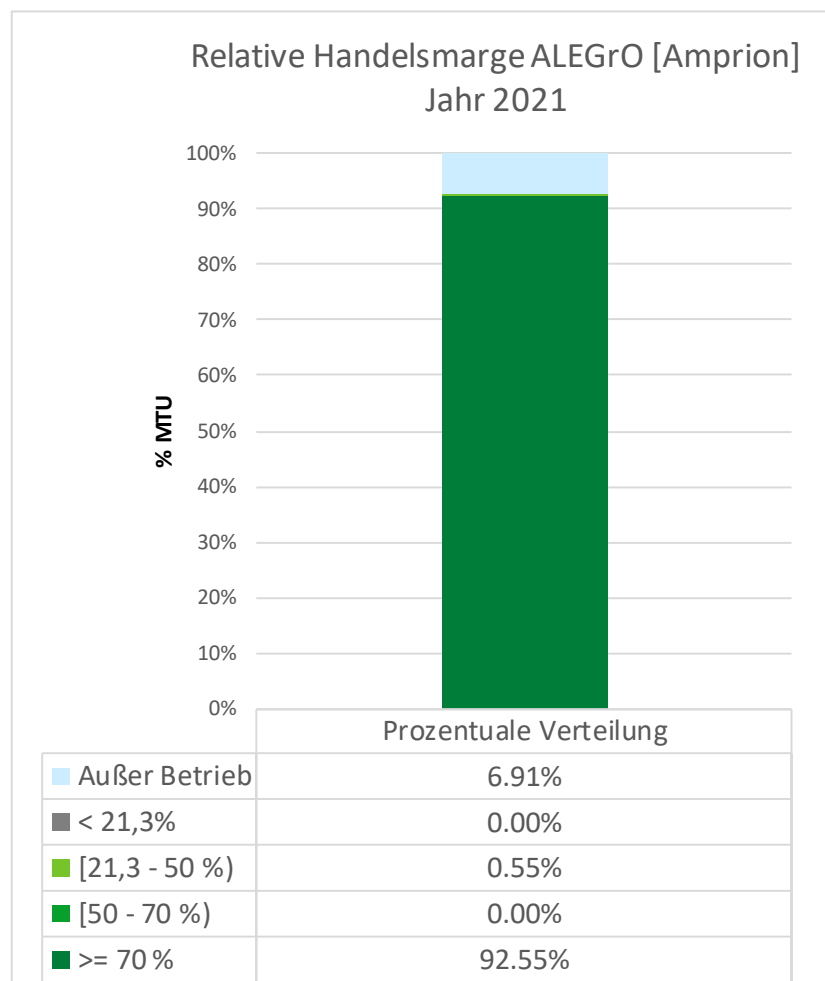


Abbildung 5: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

<sup>31</sup> Technisch wird dies im Rahmen des „Evolved Flow-Based“ über sogenannte „virtuelle Hubs“ der Konverterstationen Lixhe und Oberzier modelliert. Diese bilden in der Kapazitätsberechnung und -allokation eigene Hubs mit eigenen PTDFs aus. Die maximale bzw. minimale Nettopositionen der virtuellen Hubs wird in der Regel auf die thermisch verfügbare Kapazität von ALEGrO limitiert und bildet damit auch die Bemessungsgrundlage für das vorliegende Compliance-Monitoring.

Abbildung 5 zeigt die auf ALEGrO für den zonenübergreifenden Stromhandel bereitgestellte Übertragungskapazität bezogen auf die thermisch verfügbare Kapazität von ALEGrO. Je Stunde bzw. MTU ist ein Wert in die Grafik eingegangen. Amprion konnte dem zonenübergreifenden Stromhandel in 92,55 % der Stunden des Jahres 2021 100 % der verfügbaren thermischen Übertragungskapazität in Höhe von 1.000 MW anbieten.

Während der folgenden Zeiträume stand ALEGrO aufgrund von Wartungsarbeiten nicht zur Verfügung:

- 11.03.2021 7:00 Uhr bis 12.03.2021 15:00 Uhr: Geplante Außerbetriebnahme (Wartung kritischer Funktionen: Messung der elektromagnetischen Kopplung, Austausch von defekten Komponenten im Konverter)
- 16.05.2021 00:00 Uhr bis 22.05.2021 22:00 Uhr sowie 25.05.2021 05:00 Uhr bis 26.05.2021 15:00 Uhr: Geplante Außerbetriebnahme (Jährliche Wartung von ALEGrO)
- 19.08.2021 06:00 Uhr bis 03.09.2021 22:00 Uhr: Geplante Außerbetriebnahme (Reparatur des Daches der Konverterstation in Lixhe auf belgischer Seite)

In diesen Zeiträumen ist die verfügbare thermische Kapazität auf 0 MW abgesunken, sodass dem zonenübergreifenden Stromhandel auf ALEGrO keine Kapazität bereitzustellen war.

Am 18. und 19.01.2021 mussten Elia und Amprion die auf ALEGrO bereitgestellte Kapazität für 48 Stunden auf 250 MW absenken, was 0,55 % der Stunden des Jahres 2021 entspricht. Die Ursache lag in einem technischen Fehler im Allokationsalgorithmus des CWE Flow-Based Market Coupling<sup>32</sup> und damit außerhalb des Einflussbereiches von Amprion. Mit der Reduktion auf 250 MW haben Elia und Amprion dazu beigetragen, ein Decoupling zu verhindern, welches weitaus höhere ökonomische Verluste als eine Kapazitätsreduktion auf ALEGrO zur Folge gehabt hätte. Es konnten in diesen Stunden dennoch 25 % der verfügbaren thermischen Kapazität von ALEGrO angeboten werden, sodass der Mindestwert von 21,3 % auch während diesen Stunden eingehalten werden konnte.

Zusammenfassend hat Amprion die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2021 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

---

<sup>32</sup> Der Clearing Point lag außerhalb der Flow-Based Domain. Das Problem wurde im Anschluss behoben.

## TenneT-Regelzone

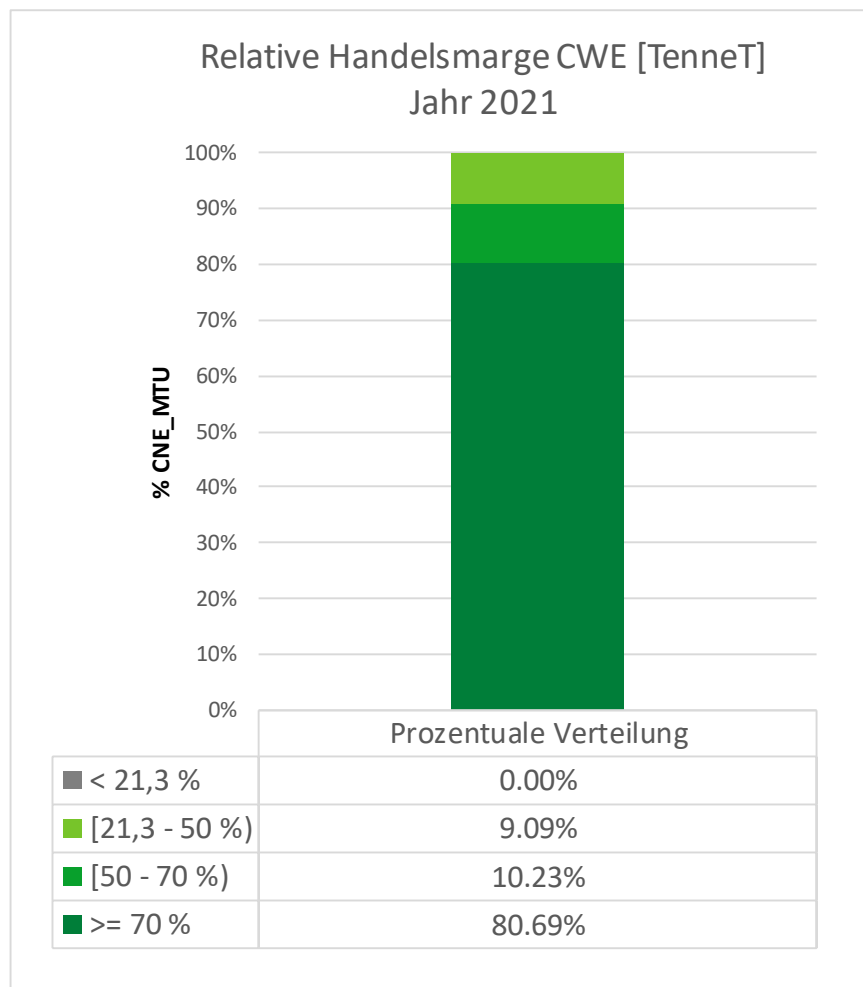


Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

Abbildung 6 zeigt die Verteilung der angebotenen relative Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone im Jahr 2021 auf Basis von 277.053 Werten (ein Wert je CNE und MTU). Damit wurden durchschnittlich pro MTU 32 CNEs der TenneT-Regelzone im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Der Mindestwert für 2021 (21,3 %) gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten.

## TransnetBW-Regelzone

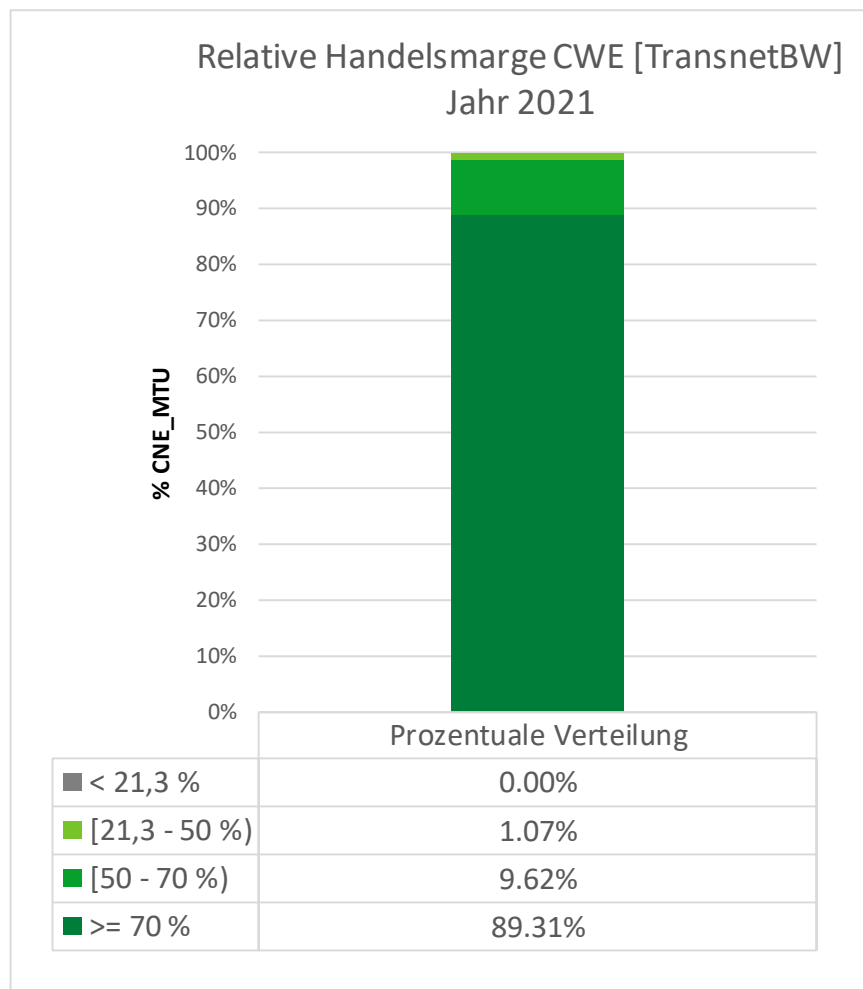


Abbildung 7: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge im Jahr 2021 auf den CNEs der TransnetBW-Regelzone. Im Jahr 2021 wurden 33 CNEs der TransnetBW-Regelzone im CWE-Kapazitätsberechnungsprozess berücksichtigt. Damit sind im Balkendiagramm der Abbildung 7 205.680 Werte berücksichtigt<sup>33</sup>. Die Analyse zeigt, dass der Mindestwert gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2021 (21,3 %) auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TransnetBW-Regelzone zu jedem Zeitpunkt eingehalten wurde.

Die geringste auf einem TransnetBW-CNE angebotene Handelsmarge lag im Jahresverlauf 2021 bei 28,16 %, womit die Mindestkapazität des Aktionsplans von 21,3 % in jeder Stunde deutlich übertroffen wurde.

<sup>33</sup> 33 betrachtete CNEs multipliziert mit 8.760 Stunden des Jahres 2021 abzüglich der CNEs, die aufgrund einer zu niedrigen Sensitivität auf grenzüberschreitenden Handel (PTDF < 5 %) aus der Kapazitätsberechnung entfernt wurden.

Viele CNECs weisen eine große Handelsmarge auf. Dabei kann pro Stunde ein CNEC mit einer geringeren Handelsmarge ausreichen, um das Marktergebnis zu begrenzen. In der Folge stellt es eine große Herausforderung dar, auf diesen Netzelementen zusätzliche Kapazität für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel bereitzustellen. Für diese besonders betroffenen Netzelemente sind die derzeit reduzierten Handelsvorgaben der linearen Verlaufskurve gemäß Aktionsplan erforderlich.

Zusammenfassend hat TransnetBW die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2021 zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

## **4.2 Hansa-Grenzen**

### **4.2.1 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 1**

Abbildung 8 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den CNEs der TenneT-Regelzone, die die stündlichen NTC-Werte des Jahres 2021 der jeweiligen Richtung determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.760 Werte (ein Wert je MTU). Der Mindestwert für 2021 in Höhe von 31,6 % gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde auf allen CNEs innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten. Für die 24 Stunden des 11.03.2021 war kein D2CF-Datensatz verfügbar. Ohne Netzmodell konnte keine Handelsmarge ermittelt werden kann. In diesen Stunden kam für beide Richtungen ein Backup-NTC in Höhe von 1.396 MW zur Anwendung, der durch Countertrading-Maßnahmen besichert wurde. Der Backup-NTC entspricht der Mindestkapazität laut TenneT's Commitment und kann nicht auf die hier betrachtete CNEC-basierte Mindestkapazität umgerechnet werden.



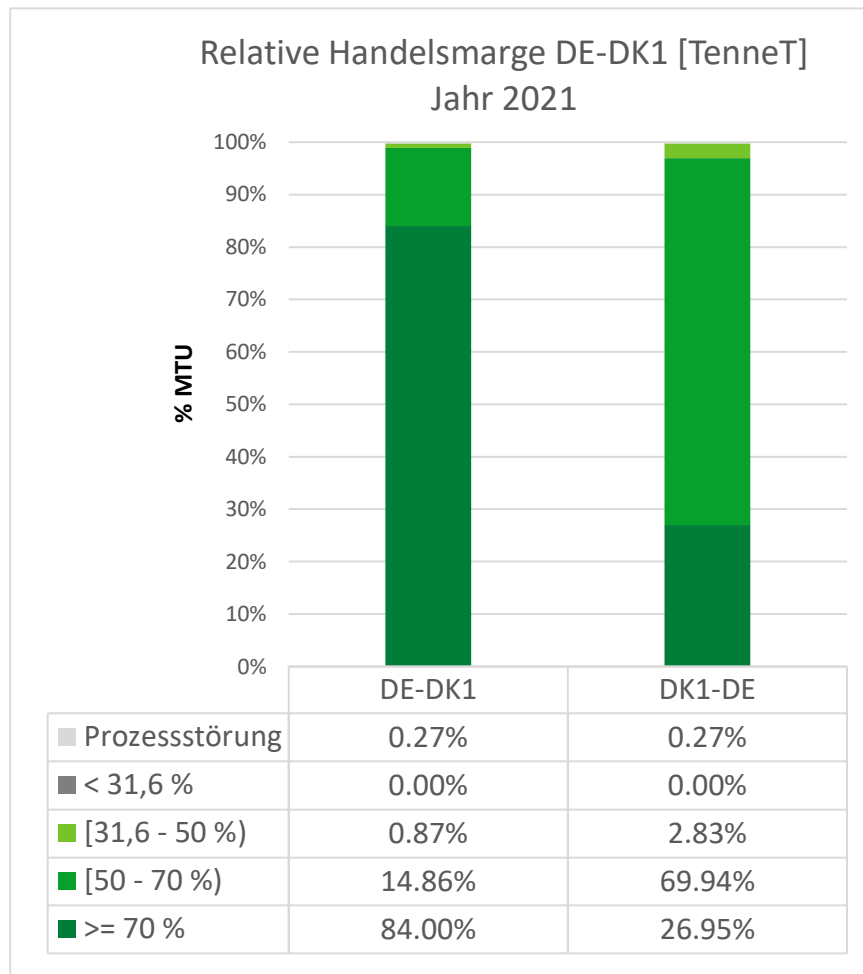


Abbildung 8: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 31,6 %)

#### 4.2.2 NTC-Grenze Deutschland – Dänemark 2

Im Jahr 2021 wurde der für die Grenze DE-DK2 jeweils geltende Mindestwert in jeder MTU eingehalten. Der Mindestwert pro Grenze und je Stunde setzt sich aus 70,0% des  $F_{\max}$  des Kontek-Kabels plus 11,7% des  $F_{\max}$  der Kriegers Flak CGS (nach Abzug der DA prognostizierten offshore-Windeinspeisung) stundenscharf zusammen<sup>34</sup>. Damit ergibt sich nach Inbetriebnahme der KF CGS in Summe für die Grenze DE-DK2 ein Mindestwert von unter 70 % der stundenscharf zu ermitteln ist. Die folgende Abbildung zeigt die tatsächlich angebotene Handelsmarge bezogen auf die Übertragungskapazität auf der Grenze DE-DK2 im Jahr 2021<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.2 NTC-Grenze DE-DK2 im Kapitel Methodik zum Monitoring.

<sup>35</sup> Aus Vereinfachungsgründen wird in Abbildung 9 ein Abgleich mit 70% und nicht mit dem teils darunter liegenden Mindestwert gezeigt.

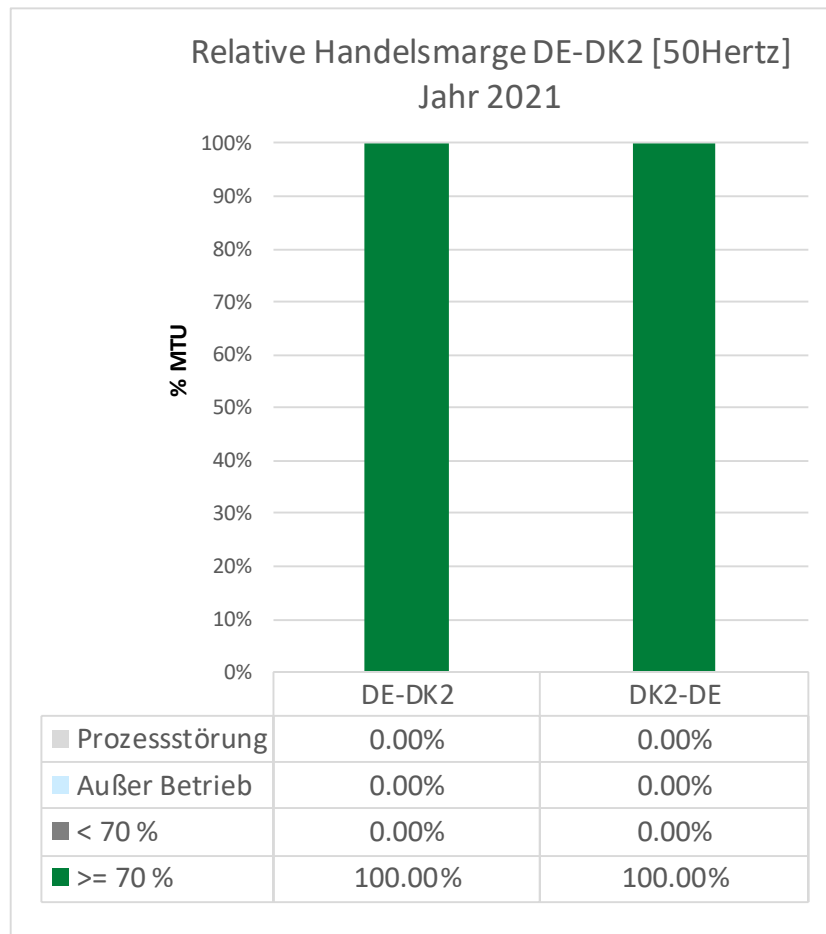


Abbildung 9: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] Jahr 2021 (Mindestwert 70 %)

Abbildung 9 zeigt, dass in allen berücksichtigten Stunden die Handelsmarge mindestens 70 % der Übertragungskapazität ausgemacht hat. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 8.760 Stunden berücksichtigt.

Folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden, in denen die Verfügbarkeit der beiden Interkonnektoren auf der Grenze DE-DK2 in 2021 eingeschränkt war.

Interkonnektor	partielle Störung / Störung	Wartung
Kontek	231	308
KF CGS <sup>36</sup>	4.870	672

Die teilweise Einschränkung auf der Grenze ist im Wesentlichen begründet durch:

- die Wartung der Interkonnektoren (für die Wartung muss der Interkonnektor vollständig außer Betrieb genommen werden),
- eine eingeschränkte Verfügbarkeit der KF CGS, vorwiegend aufgrund von Störungen der (zu den OWP-Netzanbindungen gehörenden) Kabelsysteme 154 und 151.

<sup>36</sup> Die Klassifizierung von Beeinträchtigungen wurde nicht einheitlich angewendet. Im ersten Halbjahr gab es noch keine Klassifizierung als Wartung.

#### 4.2.3 NTC-Grenze Deutschland – Norwegen 2

Abbildung 10 zeigt die Verteilung der angebotenen relativen Handelsmarge auf den AC- und DC-CNECs der TenneT-Regelzone, die die stündlichen NTC-Werte des Jahres 2021 der jeweiligen Richtung determiniert haben. Beide Richtungen umfassen 8.145 Werte (ein Wert je MTU). Der Mindestwert für 2021 in Höhe von 11,7 % gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans wurde auf allen kritischen Netzelementen innerhalb der TenneT-Regelzone eingehalten. Der NTC der Richtung DE nach NO2 wurde in 6.033 Stunden durch das NordLink-Kabel (DC-CNEC) determiniert. Der NTC der Richtung NO2 nach DE wurde in 966 Stunden durch das NordLink-Kabel (DC-CNEC) determiniert. Falls der NTC durch den DC-CNEC determiniert ist, gilt NTC gleich  $F_{\max}$ . Die angebotene relative Handelsmarge von DC-CNECs beträgt daher stets 100%.

Für die 24 Stunden des 11.03.2021 war kein D2CF-Datensatz verfügbar. Diese Stunden sind nicht in der Verteilung berücksichtigt, da ohne Netzmodell keine relative Handelsmarge ermittelt werden kann. In diesen Stunden kamen Backup-NTC in Höhe von 170 MW für die Richtung NO2 nach DE und 1.400 MW für die Richtung DE nach NO2 zur Anwendung.

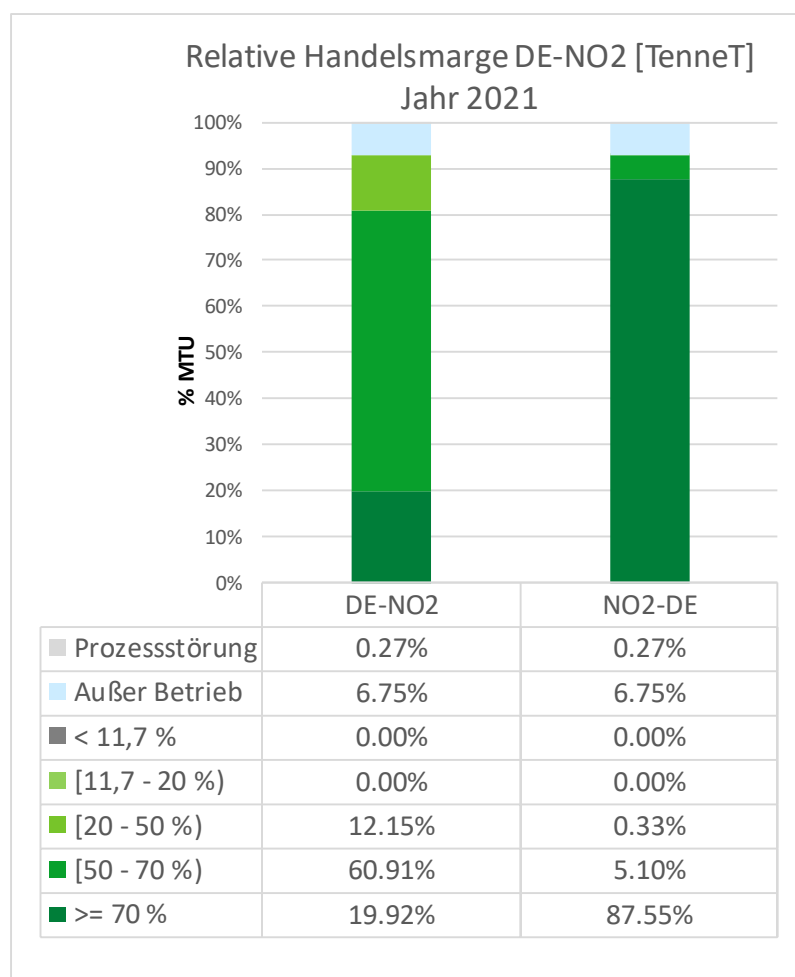


Abbildung 10: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 11,7 %)

Das NordLink-Kabel war im Jahr 2021 für 591 Stunden aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen außer Betrieb. Während 472 Stunden befand sich das Kabel mit einer Begrenzung des  $F_{\max}$ -Werts (DC-CNEC) auf 685 MW im Monopolbetrieb<sup>37</sup>. Die Stunden mit Monopolbetrieb sind Teil der Verteilung. Bis einschließlich 05.01.2021 befand sich das Kabel im Rahmen der initialen Inbetriebnahme mit einem  $F_{\max}$ -Wert von 700 MW im Testbetrieb. Die folgende Tabelle zeigt die Anzahl der Stunden mit  $F_{\max}$ -Einschränkungen nach Ursachen.

$F_{\max}$ [MW] /Ursache	Testbetrieb	Wartung	Störung	Summe
0	0	328	263	591
685	0	34	366	400
700	120	0	72 <sup>38</sup>	192
Summe	120	362	701	1.183

#### 4.2.4 NTC-Grenze Deutschland – Schweden 4

Im Jahr 2021 war das Kabel Baltic Cable, welches die Grenze DE-SE4 bildet, während 8.654 Stunden in Betrieb. In den übrigen Stunden war Baltic Cable außer Betrieb und somit war keine grenzüberschreitende Übertragungskapazität verfügbar. Abbildung 11 zeigt die Verteilung der angebotenen Handelsmarge der Grenze DE-SE4 im Jahr 2021.

<sup>37</sup> Das NordLink-Kabel ist ein bipolares Hochspannungsgleichstromübertragungssystem bestehend aus zwei Hochspannungskabeln. Falls nur ein Konverter verfügbar ist (Monopolbetrieb), steht nur die Hälfte der Übertragungsleistung abzüglich der vollen Übertragungsverluste zur Verfügung.

<sup>38</sup> Bei erstmaligem Monopolbetrieb erfolgt fälschlicherweise ein  $F_{\max}$ -Beschränkung auf 700 statt 685 MW.

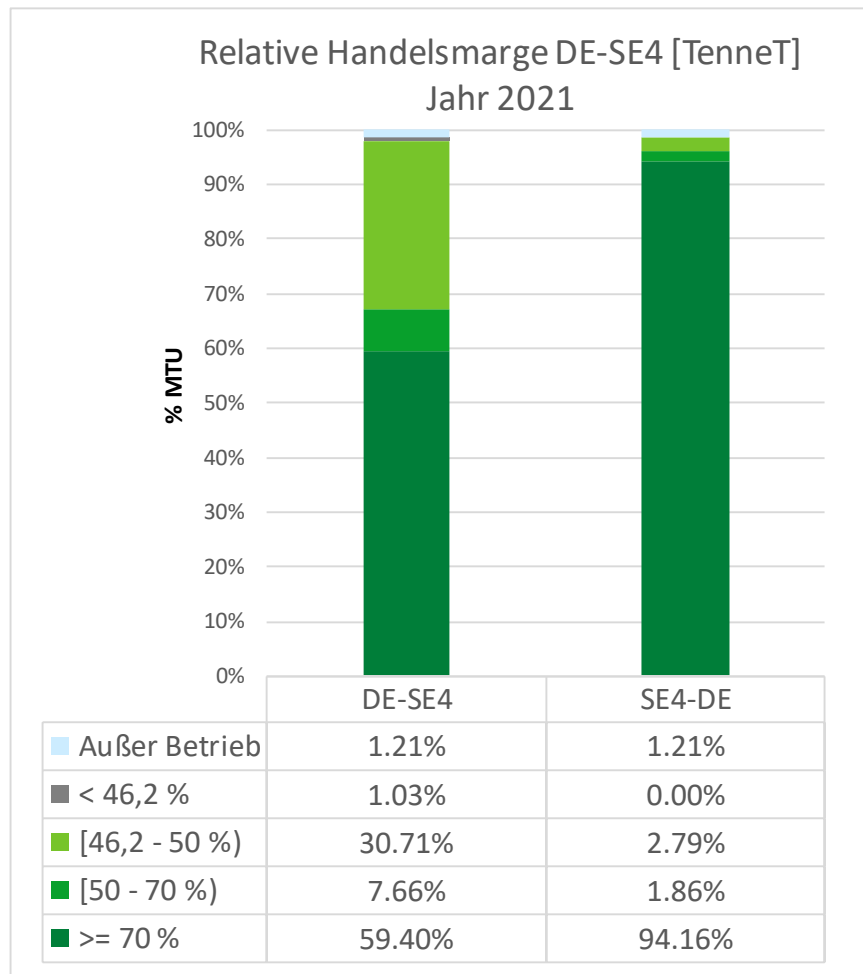


Abbildung 11: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 2021 (Mindestwert 46,2 %)

Die Mindestkapazität der Grenze DE-SE4 von 277 MW gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans, was 46,2 % der maximalen Leistung des Baltic Cable entspricht, konnte in Südrichtung (SE4 nach DE) in allen 8.654 Betriebsstunden eingehalten werden. In Nordrichtung (DE nach SE4) konnte die Mindestkapazität in 8.564 Stunden (99 % der Betriebsstunden) eingehalten werden.

In insgesamt 90 Stunden wurde die Mindestkapazität nach Maßgabe des Artikel 16 Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung unterschritten, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

Der geringste NTC-Wert im Jahr 2021 betrug 246 MW. Sämtliche Unterschreitungen sind durch kritische Leitungsunverfügbarkeiten in der TenneT-Regelzone (inkl. Verteilungsnetzebene) begründet und wurden mittels Ad-Hoc-Meldungen an die BNetzA und mittels Urgent Market Message ([umm.nordpoolgroup.com](mailto:umm.nordpoolgroup.com)) an die Marktteilnehmer kommuniziert.

Im Normalschaltzustand (Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Betriebsmittel) kam es im Jahr 2021 zu keiner Unterschreitung der Mindestkapazität mehr, weil Windenergieanlagen kurativ zur Entlastung kritisch belasteter Netzelemente im Anschlussgebiet des Baltic Cables abgeregelt werden konnten.

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Alternating Current
ACER	Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CCR	Kapazitätsberechnungsregion
CEPS	Czech Transmission System Operator (tschechischer ÜNB)
CGM	Common Grid Model
CNE	Kritisches Netzelement
CNEC	Kritisches Netzelement in Verbindung mit der jeweiligen kritischen Ausfallkombination
cNTC	Koordiniertes NTC-Verfahren
Core FB MC	Lastflussbasierte Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion Core
CWE	Zentralwesteuropäische Region
CZ	Tschechien
DA	Day-Ahead
DC	Direct Current
DE	Deutschland
DE-DK1	Grenze Deutschland – Dänemark 1
DE-DK2	Grenze Deutschland – Dänemark 2
DE-NO2	Grenze Deutschland – Norwegen 2
DE-SE4	Grenze Deutschland – Schweden 4
DFP	Default Flow-Based Parameter
DK	Dänemark
$F_{\max}$	Physische Kapazität
$F_{\text{ref}}$	Referenzfluss
KF CGS	Kriegers Flak Combind Grid Solution
minRAM	Minimum Remaining Available Margin
MTU	Marktzeitbereich
NO	Norwegen
NTC	Net Transfer Capacity
PL	Polen
PSDF	Phase Shift Distribution Factor
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
RAM	Remaining Available Margin
SE	Schweden
SOGL	System Operation Guideline
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %).....	15
Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement.....	16
Abbildung 3: Prozessstabilität der CWE-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Jahr 2021 .....	18
Abbildung 4: Relative Handelsmarge CWE [Amprion] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %) .....	19
Abbildung 5: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %) .....	20
Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %) .....	22
Abbildung 7: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %).....	23
Abbildung 8: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 31,6 %) .....	25
Abbildung 9: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] Jahr 2021 (Mindestwert 70 %) .....	26
Abbildung 10: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 11,7 %) .....	27
Abbildung 11: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 2021 (Mindestwert 46,2 %) .....	29