



17.06.2022

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

Mein Zeichen
Az. 622-22-006

50Hertz Transmission
Heidestraße 2
10557 Berlin

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
954448 Bayreuth

TransnetBW GmbH
Pariser Platz – Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

Baltic Cable
Gustav Adolfs Torg 47
SE-21139 Malmö
Schweden

Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021

Sehr geehrte Damen und Herren,

in dem Verwaltungsverfahren wegen des Antrags auf Genehmigung des Berichts der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität für das Jahr 2021 gemäß Art. 15 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

gegenüber

Bundesnetzagentur für ☎ 0228 14-0
Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post Telefax Bonn
und Eisenbahnen 0228 14-8872

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

...

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

– Antragstellerin zu 1 –

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

– Antragstellerin zu 2 –

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

– Antragstellerin zu 3 –

der TransnetBW GmbH, Pariser Platz- Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

– Antragstellerin zu 4 –

der Baltic Cable AB, Gustav Adolfs Torg 47, SE-21139 Malmö, Schweden, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

– Antragstellerin zu 5 –

gemeinsam die

– Antragstellerinnen –

hat die Abteilung 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 17.06.2022 entschieden:

1. Der Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021 gemäß Art. 15 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt wird wie in der Anlage vorgelegt genehmigt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

I. Einführung

Das hiesige Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines von den Antragstellerinnen vorgelegten Berichts zur verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021 gemäß Art. 15 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (**EltVO**). Die Antragstellerinnen zu 1 bis 4 sind die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) in Deutschland. Bei der Antragstellerin zu 5 handelt es sich um einen von der Bundesnetzagentur zertifizierten¹ ÜNB ohne Regelzonenverantwortung. Sie betreibt eine Gleichstrom-Verbindungsleitung mit einer Länge von 250 km zwischen Schweden und Deutschland, wobei die Leitung auf deutscher Seite mit dem Netz der Antragstellerin zu 3 verbunden ist.

II. Hintergrund und rechtlicher Kontext des Antrags

Art. 16 Abs. 8 EltVO schreibt vor, dass ÜNB gebotszonenübergreifende Übertragungskapazitäten nicht beschränken dürfen, um Engpässe innerhalb ihrer Gebotszone zu beheben. Diese Vorgabe gilt als erfüllt, wenn ein Mindestwert von 70 % für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt wird.

Mitgliedsstaaten, innerhalb deren nationalen Gebotszonen strukturelle Netzengpässe festgestellt wurden, gewährt Art. 14 Abs. 7 EltVO aber mögliche Übergangslösungen. Eine der vorgesehenen Möglichkeiten ist der Beschluss eines Mitgliedstaates, einen Aktionsplan auszuarbeiten. Ein solcher Aktionsplan, der entweder national oder multinational beschlossen werden kann, sieht konkrete Maßnahmen zur Verringerung der strukturellen Engpässe und geeignete Schritte vor, um die verfügbare Kapazität für den gebotszonenüberschreitenden Stromhandel ausgehend vom Niveau vor 2020 (sog. Startwert) mittels einer linearen Verlaufskurve bis zum 31.12.2025 auf 70% anzuheben, vergl. Art. 15 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 S. 2 EltVO. Die Bundesrepublik Deutschland hat am 28.12.2019 der Europäischen Kommission und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) den nationalen „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt.² Darin sind nationale Maßnahmen und regionale Initiativen vorgesehen, um das Stromnetz für die gesteigerte Transportaufgabe leistungsfähiger zu machen.

¹ Vgl. BNetzA, Beschluss v. 19.11.2019, Az. BK6-17-087.

² Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html>.

Die Einhaltung der linearen Verlaufskurve gemäß Art. 15 Abs. 2 S. 2 EltVO durch die ÜNB wird durch die Bundesnetzagentur in einem zweistufigen Monitoring-Prozess überwacht: Zum einen informieren die ÜNB die Bundesnetzagentur unverzüglich, sobald es zu Unterschreitungen der Mindestwerte kommt. Zum anderen sind die ÜNB nach Art. 15 Abs. 4 EltVO jedes Jahr während der Umsetzung des Aktionsplans und binnen sechs Monaten nach seinem Ablauf verpflichtet, der Bundesnetzagentur einen detaillierten Bericht über die Entwicklungen der Kapazitäten nebst den maßgeblichen Daten zur Genehmigung vorzulegen.

Am 24.03.2022 übermittelte die Antragstellerin zu 1 im Namen der Antragstellerinnen zu 1 bis 4 einen in Zusammenarbeit mit der Antragstellerin zu 5 erstellten Bericht und die zur Überprüfung erforderlichen Daten der Bundesnetzagentur zur Genehmigung. Am 27.04.2022 reichte die Antragstellerin zu 3 im Namen aller Antragstellerinnen einen aktualisierten Bericht (**Anlage**) zur Genehmigung ein, welcher den zuvor eingereichten Bericht ersetzte und Grundlage der vorliegenden Genehmigung ist.

III. Berichtsinhalt

Nach einer Einführung zum rechtlichen Hintergrund, der Darlegung der Startwerte und der Verlaufskurven erfolgt eine Erörterung der Methodik zum Monitoring. Dabei wird nach untersuchten Grenzen zunächst der Kapazitätsberechnungsregion **Core** (Grenze Deutschland – Polen und Tschechien sowie Grenzen der Zentralwesteuropa-Region, **CWE**³), der Kapazitätsberechnungsregion **Hansa** (Grenzen Deutschland – Dänemark 1 [**DE-DK1**] Deutschland – Dänemark 2 [**DE-DK2**], Grenze Deutschland – Schweden 4 [**DE-SE4**]⁴) sowie der im Berichtszeitraum noch keiner Region zugeordneten Grenze Deutschland – Norwegen 2 (**DE-NO2**) untergliedert. Schlussfolgernd kommen die Antragstellerinnen zu dem Ergebnis, dass sie die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Artt. 15 und 16 der EltVO im Jahr 2021 an allen zu betrachtenden Grenzen zu jedem Zeitpunkt erfüllt haben.

1. Startwerte und lineare Verlaufskurve

Mit dem am 28.12.2019 vorgelegten Aktionsplan Gebotszone wurden die Antragstellerinnen beauftragt, die Startwerte zu berechnen, die die Ausgangsbasen für die linearen Pfade darstellen. Die Bundesnetzagentur hat dazu in Einklang mit Art. 15 Abs. 2 EltVO Grundprinzipien für die Berechnung dieser Startwerte festgelegt,⁵ die von den Antragstellerinnen zu beachten sind.

³ CWE: Central Western Europe; Hierzu zählen die Grenzen Deutschland-Belgien, Deutschland-Frankreich, Deutschland-Luxemburg, Deutschland-Niederlande und Deutschland-Österreich.

⁴ Mit Entscheidung 04-2021 vom 7. Mai 2021 hat ACER die Gebotszonengrenze DE-SE4 der Kapazitätsberechnungsregion Hansa zugeordnet.

⁵ Abrufbar unter

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling_node.html.

Diese führen u.a. aus, dass für alle Gebotszonengrenzen bzw. kritischen Netzelemente, die zukünftig Teil der lastflussbasierten Marktkopplung in der Kapazitätsberechnungsregion Core sein werden, ein gemeinsamer Mittelwert als Startwert berechnet werden soll. Für die Grenzen in der Kapazitätsberechnungsregion Hansa ist ein Startwert je Grenze zu ermitteln und anzuwenden. Ausgehend von den berechneten Startwerten wurde die schrittweise lineare Verlaufskurve von Mindestwerten für die Jahre bis zum Erreichen des Zielniveaus von 70 % am 31.12.2025 ermittelt. 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 wird in diesem Falle wie ein europäischer Mitgliedsstaat behandelt, obwohl es nicht unmittelbar der EltVO unterliegt, solange es diese noch nicht angenommen hat. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Startwerte ergeben sich somit die folgenden Mindestwerte in Prozent pro kritischem Netzelement (critical network element, **CNE**) bis 31.12.2025 in der Region Core und pro Grenze in der Region Hansa sowie an der Grenze DE-NO2:

Grenze		% der Kapazität pro CNE (Core) oder Grenze (Hansa und DE-NO2)						
		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
DE-DK1		23,9	31,6	39,4	47,0	54,6	62,3	70,0
DE-DK2	Kontek	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS ⁶	0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	
DE-NO2		0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	70,0
DE-SE4 ⁷		41,4	46,2	50,9	55,7	60,5	65,2	70,0

Die in der CWE-Region im April 2018 eingeführte Mindestkapazität „minimum Remaining Available Margin“ (**CWE-minRAM**) in Höhe von 20 % wird weiterhin wie bisher gewährt, sofern dies unter Einhaltung der Systemsicherheit möglich ist. An der Grenze DE-DK1 wird zusätzlich

⁶ Der Mindestwert in % ist auf die verfügbare Übertragungskapazität nach Abzug der prognostizierten Einspeisung der Offshore-Windparks anzuwenden. Hintergrund ist, dass die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak von der Regelung des Art. 16 Abs. 8 EltVO ausgenommen ist (Beschluss [EU] 2020/2123 der Kommission vom 11.11.2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak [Kriegers Flak combined grid solution] gemäß Art. 64 der Verordnung [EU] 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark; abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>).

⁷ Die Mindestkapazität gilt nur für das Baltic Cable selbst.

eine Mindestkapazität gemäß der Verpflichtungszusage der Antragstellerin zu 3 im Fall der Kommission Case AT.40461 – DE/DK Interconnector gewährt.⁸

2. Monitoring

Mit der Durchführung eines Aktionsplans geht die Verpflichtung einer jährlichen Überprüfung der Einhaltung der Mindestwerte für zonenüberschreitende Handelskapazität durch die Antragstellerinnen einher. Mit Genehmigung vom 01.06.2021 wurde der Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 genehmigt⁹. Der vorliegende Antrag bezieht sich nunmehr auf die Einhaltung der im Aktionsplan in zweiter Stufe für das Jahr 2021 festgelegten Mindestwerte.

Die Berechnung der Einhaltung der aktuell je Grenze bzw. je kritischem Netzelement geltenden Mindestwerte erfolgt in einem ersten Schritt anhand der vortägigen Kapazitätsberechnung und den daraus resultierenden angebotenen Handelskapazitäten. Demnach muss die angebotene Kapazität in jedem Marktzeitbereich in jeder Stunde des Jahres 2021 und in beiden Richtungen den jeweiligen Mindestwert respektieren. Das heißt, dass die Mindestkapazität dabei auf alle sich im Betrieb befindlichen Netzelementen, in jeder Stunde angewendet werden muss. Im Hinblick auf die Netzelemente ist dabei die jeweilige maximale thermische Kapazität (F_{\max}) der entsprechenden Marktzeitbereichseinheiten (market time units, **MTU**) ausschlaggebend. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb kann dabei zu einem zeitvariablen F_{\max} führen; Leitungsschäden und/oder Wartungsarbeiten können zu einem (bis zu null) verringerten F_{\max} führen. Ist ein Netzelement außer Betrieb, ist dessen F_{\max} -Wert gleich null und wird bei der Betrachtung nicht berücksichtigt. Ist die Handelsmöglichkeit an einer Grenze durch nur ein einzelnes Netzelement möglich (wie an den Grenzen DE-BE, DE-NO2 und DE-SE4), sind MTUs, in denen das entsprechende Netzelement aufgrund von beispielsweise Wartungsarbeiten außer Betrieb ist, von der Betrachtung ausgenommen.

Zusätzlich kann es in Ausnahmefällen aus technischen Gründen zu Problemen bei der Kapazitätsberechnung kommen. In den betroffenen MTUs wird auf Rückfallprozesse, wie Backup-NTCs, Default Flow-Based Parameter (**DFP**) oder Spanning zurückgegriffen. Die Antragstellerinnen sind in solchen MTUs nicht verpflichtet die in der linearen Verlaufskurve festgelegten Mindestwerte einzuhalten, wenn die Ursache dieser Kapazitätsberechnungsprobleme außerhalb des Einflussbereiches der Antragstellerinnen liegt.

Die angebotene Kapazität setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen: einem koordinierten und einem unkoordinierten. Der koordinierte Anteil bildet die innerhalb derselben Kapazitätskoordinationsregion angebotene Kapazität für die untersuchten CNE ab. Der

⁸ Vgl. Commission Decision v. 07.12.2018, Case AT.40461-DE/DK Interconnector; die Einhaltung dieses Werts gilt unabhängig von den Vorgaben der EltVO und ist vom Monitoring nach Art. 15 Abs. 4 EltVO nicht umfasst.

⁹ Vgl. Bescheid der Bundesnetzagentur vom 01.06.2021, Az. 622-21-007.

unkoordinierte Anteil bildet die Auswirkungen der auf anderen, nicht an der Kapazitätskoordination teilnehmenden Grenzen angebotenen Kapazität ab. Im Rahmen der Berechnung der angebotenen Mindestkapazität je Grenze bzw. je limitierendem CNE sind alle Anteile, welche in eine Richtung wirken, jeweils für diese Richtung aufzusummieren. Dies erfolgt über die Berücksichtigung belastender Power Transfer Distribution Factors (**PTDFs**).¹⁰ Dabei werden Drittstaaten ebenfalls miteinbezogen.

Ergänzend können im Falle einer Unterschreitung der Mindestwerte im vortägigen Bereich (Standardmethode) im Rahmen einer Detailprüfung zusätzliche Komponenten berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere die angebotene Kapazität aus anderen Zeitbereichen (Langfrist und Intraday) sowie für grenzüberschreitende Regelleistungsbereitstellung reservierte Kapazität. Außerdem wird im Falle von Unterschreitungen zusätzlich analysiert, ob dadurch eine Limitierung des grenzüberschreitenden Stromhandels bedingt wurde, die Kapazität also vollständig genutzt wurde und eine Marktpreisdifferenz verblieben ist, so dass ein zusätzlicher Austausch wirtschaftlich gewesen wäre.

3. Monitoring-Ergebnisse

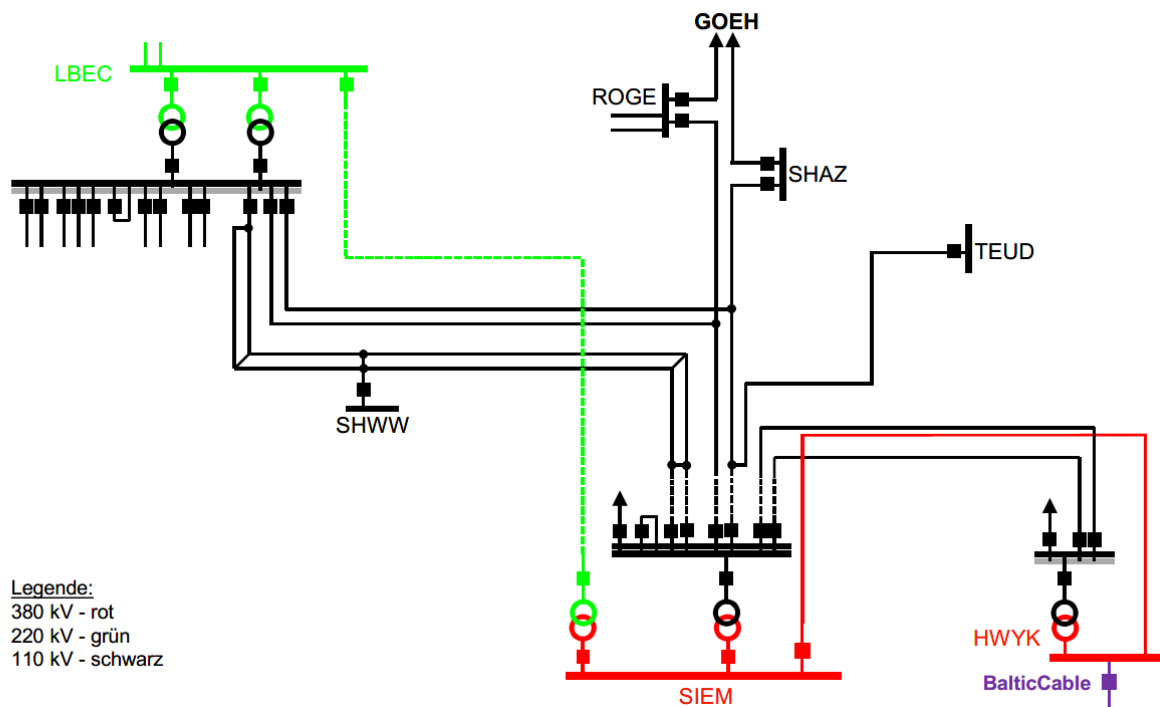
Die präsentierten Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die zur Verfügung gestellte Handelskapazität die zugrunde gelegten Mindestwerte der Verlaufskurve an fast allen Grenzen erfüllt.

Anderes ergibt sich zunächst für die Grenze DE–SE4 für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (**HGÜ**) Baltic Cable: Die Mindestkapazität von 46,2 % in Nordrichtung von Deutschland nach Schweden wurde in 99 % der Betriebsstunden bereitgestellt, wobei in 90 Stunden der Mindestwert aufgrund kritischer Leitungsnichtverfügbarkeiten ausgesetzt wurde.

Die Verpflichtung zur Einhaltung der festgelegten Mindestkapazitäten trifft an dieser Grenze die Antragstellerin zu 5 als Betreiberin der Verbindungsleitung. Aufgrund der besonderen Anschlusssituation der HGÜ Baltic Cable besteht jedoch eine starke Abhängigkeit der verfügbaren Mindestkapazität auf der Verbindungsleitung von dem Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3 sowie vom untergelagerten Verteilnetz der Schleswig-Holstein Netz AG (**SHN**).

Bei Baltic Cable handelt es sich um eine Gleichstrom-Verbindungsleitung über 250 km mit einer Leistung von 600 MW (aufnehmende Seite) zwischen Deutschland (Lübeck) und Schweden (Trelleborg). Die folgende Abbildung (Quelle: SHN) zeigt die Netztopologie des Hochspannungs- und Höchstspannungsnetzes am deutschen Anlandepunkt des Baltic Cable Interkonnektors:

¹⁰ PTDFs übersetzen einen grenzüberschreitenden Austausch in die entsprechenden Lastflüsse auf den kritischen Netzelementen.



Auf deutscher Seite ist das Baltic Cable am Netzanschlusspunkt Lübeck-Herrenwyk (HWYK) mit dem Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3 verbunden. Von dort führt eine, wenige Kilometer lange, 380 kV-Freileitung der Antragstellerin zu 3 zum Umspannwerk Lübeck-Siems (SIEM). Das Umspannwerk Lübeck-Siems ist über ein, ebenfalls nur wenige Kilometer langes, 220-kV-Erdkabel der Antragstellerin zu 3 mit dem Umspannwerk Lübeck (LBEC) verbunden. Dieses Erdkabel hat in etwa eine Leistung von 350 MW und reicht alleine nicht zum Transport der Leistung von Baltic Cable aus.

Für den Anschluss des 600 MW Interkonnektors musste daher ergänzend das Verteilnetz in Anspruch genommen werden, welches den Interkonnektor zusätzlich mit dem Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3 verbindet. So verlaufen parallel zum Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3 zwischen den Stationen Lübeck-Herrenwyk und Lübeck 110-kV-Leitungen des Verteilnetzbetreibers SHN. An den Stationen Lübeck-Siems und Lübeck sind die 110-kV-Leitungen der SHN über Netzkuppeltransformatoren mit dem Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3 verbunden. Von der Station Lübeck-Siems aus erschließt eine 110-kV-Leitung der SHN in Richtung Göhl (GOEH) die Region Ostholstein. Die Region Ostholstein ist gekennzeichnet durch einen hohen Ausbau an Windenergie. Der 110-kV-Leitung von Göhl nach Lübeck-Siems kommt beim Abtransport des von den Windenergieanlagen erzeugten Stroms eine besondere Bedeutung zu. Sie „sammelt“ einen großen Teil des in der Region Ostholstein erzeugten Windstroms ein und transportiert diesen zum Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3. An der Grenze DE-SE4 besteht insofern eine außergewöhnliche Anschlusskonstellation für die HGÜ Baltic Cable, als dass ihre Leistung nur kumulativ mit Hilfe des Netzes der Antragstellerin zu 3 und des Verteilnetzes der SHN übertragen und abtransportiert werden kann. Darüber hinaus verlaufen vom Umspannwerk Lübeck zwei parallele 220 kV-Leitungen zum Umspannwerk

Hamburg-Nord, die ebenfalls für den Abtransport des Baltic Cable notwendig sind. Jedes Kabel hat in etwa eine Leistung von 460 MW. Nur beide Kabel zusammen können den Abtransport des Baltic Cable gewährleisten.

Bei, aufgrund von Wartungen und Ausfall entstehender, Nichtverfügbarkeit einzelner Netzelemente in der Regelzone der Antragstellerin zu 3 sowie im unterlagerten Verteilnetz kann es daher zu Einschränkungen der Mindestkapazität auf der HGÜ Baltic Cable kommen. Dies ist insbesondere der Fall bei dem geplanten oder ungeplanten Ausfall der 220-KV Leitung zwischen Siems und Lübeck, sowie bei dem geplanten oder ungeplanten Ausfall mindestens einer der beiden 220-KV-Leitungen von Lübeck nach Hamburg-Nord.

Diesbezüglich haben die SHN mit der Antragstellerin zu 3 und die Antragstellerin zu 3 mit der Antragstellerin zu 5 vor dem Hintergrund der Systemsicherheit ein entsprechendes Notfallkonzept entwickelt, auf das in kritischen Situationen zurückgegriffen wird. Dieses liegt der Bundesnetzagentur vor. Vorgesehen ist dort für die (kombinierte) Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen in Abhängigkeit zur Flussrichtung und zur Windeinspeisung eine Absenkung der Übertragungsleistung auf der HGÜ Baltic Cable.

Rücksprachen mit der Antragstellerin zu 3 ergaben, dass für die Bereitstellung der Mindestkapazität wesentliche Netzelemente der Antragstellerin zu 3 aufgrund von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten sowie einer Schutzprüfung nicht verfügbar waren und sich diese Nichtverfügbarkeiten auf die Übertragungskapazität der HGÜ Baltic Cable in 90 Stunden im Berichtszeitraum kapazitätsmindernd auswirkten. Die Unterschreitung der Mindestkapazität an der Grenze DE-SE4 basierte dabei auf zwei Szenarien. Einerseits die Nichtverfügbarkeit eines der beiden 220kV-Systeme Hamburg-Nord – Lübeck und andererseits die Nichtverfügbarkeit des Direktkupplers T411 in Siems, also die Verbindung des 380kV-Netzes mit dem 110kV Netz, in Verbindung mit der Nichtverfügbarkeit des Static Var Compensators.

Auf Basis der bestehenden Notfallpläne wurde in den in Frage stehenden 90 Stunden die Übertragungskapazität auf der HGÜ Baltic Cable abgesenkt. Hierbei reduzierte sich die Übertragungskapazität auf der HGÜ Baltic Cable in Exportrichtung (d.h. aus deutscher Sicht in Richtung Schweden) im Schnitt auf 256 MW, wobei sich die Werte zwischen 246 und 273 MW bewegen. Bezogen auf die Mindestkapazität von 277 MW bedeutet dies eine Unterschreitung um 21 MW.

Die Antragstellerinnen zu 3 und zu 5 begründen die Unterschreitungen damit, dass sie zur Gewährleistung der Systemsicherheit in der Regelzone der Antragstellerin zu 3 sowie der Verteilnetzebene der SHN erforderlich waren. Eine Unterschreitung der Mindestkapazität an der Grenze DE-SE4 sei nach Maßgabe des Art. 16 Abs. 3 EitVO aus Gründen der Systemsicherheit gerechtfertigt. Die Grenzwerte für die jeweiligen Abschalt Szenarien sind dem Betriebshandbuch des Baltic Cable (Operational Instruction Manual) entnommen, welche in der Kapazitätsberechnung gemäß des Notfallkonzeptes angewendet wurden.

4. Übermittelte Daten

In Abstimmung mit den Antragstellerinnen wurden die zur Überprüfung erforderlichen Daten für das Kalenderjahr 2021 halbjährlich jeweils zum Ende des Folgemonats an die Bundesnetzagentur geliefert.

Die Bundesnetzagentur hat unmittelbar nach Antragseingang das Verwaltungsverfahren nach § 66 Abs. 1 EnWG eröffnet.

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf die Akte verwiesen.

B.

Der Bericht der Antragstellerinnen zur verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazität für das Jahr 2021 wird genehmigt. Der Bericht ist genehmigungsbedürftig und auch genehmigungsfähig, denn die Antragstellerinnen haben diesen mit allen maßgeblichen Daten übermittelt und kommen darin zu Recht zu dem Ergebnis, dass sie die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach Artt. 15 und 16 EltVO im Betrachtungsjahr 2021 eingehalten haben.

I. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 56 Abs. 1 S.1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 15 Abs. 4 S. 3 EltVO zuständig. Eine obligatorische Kammerzuweisung besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 23 EnWG.

II. Genehmigungsbedürftigkeit und Genehmigungsfähigkeit

1. Genehmigungsbedürftigkeit des Berichts

Der Bericht ist genehmigungsbedürftig. Nach Art. 15 Abs. 4 EltVO übermittelt jeder Übertragungsnetzbetreiber während der Umsetzung eines Aktionsplans seine Bewertung für die vorangehenden zwölf Monate, ob die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die lineare Verlaufskurve erreicht hat, mit allen maßgeblichen Daten seiner Regulierungsbehörde zur Genehmigung.

2. Genehmigungsfähigkeit des Berichts

Der Bericht ist auch genehmigungsfähig. Die Antragstellerinnen haben die maßgeblichen Daten gegenüber der Bundesnetzagentur offengelegt und die einschlägigen Vorgaben der EltVO sind erfüllt.

a. Startwerte und Verlaufskurve

Mit Bescheid der Bundesnetzagentur vom 01.06.2021 (Az. 622-21-007) wurde bestätigt, dass die Startwerte und die daraus resultierende Verlaufskurve im Einklang mit Art. 15 Abs. 2 EltVO stehen. In Fortsetzung dieser Bestätigung sind für das Jahr 2021 nunmehr die der Verlaufskurve für das Jahr 2021 entsprechenden Mindestwerte anzusetzen. Im Einzelnen ergeben sich hierbei folgende Werte:

Grenze		2021
Core Region		21,3
DE-DK1		31,6
DE-DK2	Kontek	70,0
	KF CGS	11,7
DE-NO2		11,7
DE-SE4		46,2

Dies haben die Antragstellerinnen im Rahmen ihres Berichts berücksichtigt.

b. Methodik zum Monitoring

Die Methodik zum Monitoring ist nicht zu beanstanden. Insbesondere ist es sachgerecht, dass Handelsflüsse mit Drittstaaten, die nicht EU-Mitglied sind, ebenso zur Erfüllung der Mindestwerte beitragen wie Handelsflüsse mit EU-Mitgliedstaaten. Dies folgt aus der Vorgabe nach Art. 16 Abs. 8 EltVO, welcher im letzten Satz festlegt, dass die verbleibenden 30% der maximal zulässigen Kapazität für Sicherheitsmargen, Ringflüsse und interne Flüsse zur Verfügung stehen. Dies bedeutet im Umkehrschluss auch, dass Flüsse, die aufgrund von Handel mit Drittstaaten entstehen, in den 70% enthalten sein müssen und damit zur Einhaltung der Mindestkapazität beitragen müssen. Zudem wird auf diese Weise ein konsistentes Vorgehen zur Startwertberechnung der Antragstellerinnen sichergestellt.

Auch die Methode zur Ermittlung der unkoordinierten Handelsmarge eines kritischen Netzelements unter Berücksichtigung der jeweiligen Ausfallkombination (**CNEC**¹¹) ist nicht zu beanstanden. Die unkoordinierte Handelsmarge eines CNECs ist der Anteil, der durch Flüsse

¹¹ CNEC: Critical network element with contingencies.

genutzt wird, die durch die angebotene Handelskapazität an Grenzen außerhalb der koordinierten Region (z.B. CWE) entstehen. Die unkoordinierte Handelsmarge wird auf Grundlage der zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung zur Verfügung gestandenen Informationen pro CNEC, MTU und Richtung ermittelt. Die Berücksichtigung beider Handelsrichtungen gewährleistet, dass die unkoordinierte Handelsmarge rechtskonform den Anteil wiedergibt, der nach Art. 16 Abs. 8 EltVO dem Handel zur Verfügung gestellt wird. Es ist sachgerecht solche Netzelemente von der Betrachtung auszunehmen, die aufgrund von beispielsweise Wartungsarbeiten oder Störungen nicht im Betrieb sind und deren F_{\max} gleich null ist. Ferner ist es sachgerecht MTUs von der Betrachtung auszunehmen, in denen Rückfallprozesse aufgrund von Prozessstörungen angewendet wurden, sofern diese Störungen außerhalb des Einflussbereiches der Antragstellerinnen liegen.

c. Übermittlung der maßgeblichen Daten

Die Antragstellerinnen sind ihrer Pflicht nach Art. 15 Abs. 4 S. 3 EltVO zur Übermittlung der maßgeblichen Daten in ihrem Bericht nachgekommen. Im Rahmen der Berichterstattung wurden Parameter, Eingangsdaten und Datenquellen transparent aufgezeigt. Insbesondere die verwendeten Datenquellen sind ordnungsgemäß offengelegt. Die zur Verfügung gestellten Daten waren vollständig. Die Bundesnetzagentur hat die Daten überprüft und die Berechnungen der ÜNB nachvollzogen. Diese sind nicht zu beanstanden.

d. Monitoring-Ergebnisse im Einzelnen:

aa. Ergebnis zu Core Region

Im Bereich der Core-Region wurde der geltenden Mindestwert von 21,3 % in jeder MTU im Jahr 2021 sowohl an der Nettotransferkapazitäts(**NTC**)-Grenze Deutschland – Polen und Tschechien als auch in der CWE-Region in beide Handelsrichtungen zu jeder MTU angeboten.

NTC-Grenze Deutschland – Polen und Tschechien

An der NTC-Grenze Deutschland – Polen und Tschechien wurde der für diese Grenze geltende Mindestwert von 21,3 % in beide Handelsrichtungen zu jeder MTU auf dem den NTC limitierenden CNE unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombination eingehalten. Im operativen Kapazitätsberechnungsprozess werden in jeder MTU je CNE diverse kritische Ausfälle anderer Netzelemente (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. Der NTC wird über die am stärksten limitierenden CNECs bestimmt. Die beiden angrenzenden Antragstellerinnen zu 2 und 3 berechnen zunächst unabhängig einen NTC und der geringere Wert gilt als der NTC für die

Grenzen zu Polen und Tschechien. Diese Kapazität kann von der deutschen Seite zur Verfügung gestellt werden und wird im Rahmen des Monitorings bewertet. Beim NTC-Verfahren stimmen die angrenzenden ÜNB die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten – insbesondere für längerfristige Kapazitäten – beidseitig grenzüberschreitend untereinander ab. Die Seite mit der geringeren Höhe bestimmt dabei die Gesamthöhe der Handelskapazität an der Grenze. Prägend sind dabei Erfahrungswerte für die Belastbarkeit des zur Grenze hinführenden Teils des jeweiligen nationalen Netzes.

Die Antragstellerinnen haben schlüssig dargelegt, dass die Einhaltung des für 2021 geltenden Mindestwerts von 21,3 % je limitierendem CNEC in jeder MTU gewährleistet war.

Da am 11.03.2021 aus außerhalb des Einflussbereiches der Antragstellerinnen liegenden Gründen kein D2CF Datensatz verfügbar war, wurde seitens der Antragstellerin zu 3 für alle 24 Stunden dieses Tages 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 %. Der Backup-NTC war ausschließlich in Importrichtung maßgeblich (geringer als die NTC-Werte der Antragstellerin zu 2). 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, so dass in Exportrichtung 100% der Stunden und in Importrichtung insgesamt 8736 Stunden, d.h. 99,72% der Stunden des Jahres 2021, betrachtet wurden. Dieses Vorgehen ist nach der oben dargestellten, anzusetzenden Methodik sachgerecht.

CWE-Region

Die Meldungen der in der CWE-Region tätigen Antragstellerinnen zu 1, 3 und 4 sind nicht zu beanstanden. Seitens der Antragstellerinnen zu 1, 3 und 4 wurde der Mindestwert von 21,3 % gemäß der linearen Verlaufskurve des Aktionsplans für 2021 auf allen kritischen Netzelementen innerhalb ihrer Regelzonen in den zu betrachtenden Stunden eingehalten.

An den Grenzen der CWE-Region wird eine lastflussbasierte Kapazitätsvergabe angewendet. Art. 16 Abs. 8 lit. b EltVO schreibt für diesen Fall vor, dass die Ermittlung der angebotenen Handelsmarge je kritischem Netzelement unter Berücksichtigung der kritischen Ausfallkombinationen erfolgt. Die minimale Handelsmarge, die auf einem CNE angeboten werden kann, wird folglich auch hier von dem CNEC bestimmt, welches die geringste Handelsmarge zulässt. Dass dabei in dem Bericht nur die mindestens angebotene Handelsmarge je CNE dargestellt wurde und somit nicht alle ermittelten Daten über alle CNECs dargestellt wurden, sondern lediglich eine (kritische) Teilmenge und somit je MTU nur ein Wert pro CNE in die Auswertung eingegangen ist, ist sachgerecht. Bei Betrachtung aller CNECs würde der relative Anteil mit vergleichsweise hohen angebotenen Handelsmargen noch weiter ansteigen. Eine ausschließliche Berücksichtigung des CNEs mit der geringsten Handelsmarge über das jeweilige Betrachtungsgebiet je MTU wird dagegen zu Recht 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. Eine solche Darstellungsweise hätte eine verkürzte Aussagekraft und stünde nicht in Einklang mit den Vorgaben der EltVO, 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.

Dass für insgesamt 62 MTUs in der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung DFP oder Spanning angewendet wurde ist nicht zu beanstanden, da die technischen Probleme außerhalb des Einflussbereichs der Antragstellerinnen lagen. DFP und Spanning werden eingesetzt, wenn während der Kapazitätsberechnung Probleme auftreten, die dazu führen könnten, dass keine Ergebnisse errechnet werden können. Treten in weniger als drei MTUs solche Probleme auf, wird für diese MTUs lastflussbasierten Parameter basierend auf den Parametern aus den vor- und nachgelagerten MTUs errechnet (Spanning). Umfasst das Problem mehr als drei MTUs in Folge, so werden Rückfallparameter genutzt, die sich auf die Langfristkapazitäten stützen (DFP).¹² Aufgrund der fehlenden Datengrundlage wurden die betreffenden MTUs im Hinblick auf die CWE-Region von der Compliance-Prüfung ausgenommen, so dass insgesamt 8.698 Stunden, d.h. 99,29% der Stunden des Jahres 2021, betrachtet wurden.

Bezüglich der von der Antragstellerin zu 1 und dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia im November 2020 erstmals in Betrieb genommenen direkten HGÜ zwischen Oberzier im Kreis Düren, Nordrhein-Westfalen in Deutschland und Lixhe in der Provinz Lüttich in Belgien „Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ (ALEGrO) wurden die gesetzlichen Vorgaben für den zonenübergreifenden Stromhandel nach Art. 15 und 16 der EltVO Jahr 2021 zu jedem Zeitpunkt eingehalten. Die HGÜ ist in die Kapazitätsberechnung der CWE Region über das „Evolved Flow-Based Verfahren“ eingebunden und wird daher separat betrachtet. Anders als andere Netzelemente, die über CNECs in der Kapazitätsberechnung abgebildet werden, müssen HGÜs über zwei virtuelle Hubs an den beiden Endpunkten der HGÜ (in diesem Fall die Konverterstationen Lixhe und Oberzier) abgebildet werden. Die Antragstellerin zu 1 ist also verpflichtet den Mindestwert von 21,3 % für die HGÜ über die maximale Nettoposition an den

¹² Vgl. zur Methodik Documentation of the CWE FB MC solution, S. 78ff., verfügbar unter <https://www.jao.eu/sites/default/files/2021-05/CWE%20FBMC%20AP%20Main%20Document%20v20200710%20.pdf>.

virtuellen Hubs bereitzustellen. Dieser Verpflichtung ist die Antragstellerin zu 1 in 93,10 % der Stunden nachgekommen. In den übrigen Zeiträumen stand ALEGrO aufgrund von Wartungsarbeiten nicht zur Verfügung, so dass diese Zeiträume nicht in die Betrachtung einzubeziehen sind.

bb. Hansa-Grenzen und DE-NO2

DE – DK 1

Der gemäß Verlaufskurve für die Grenze DE-DK1 im Jahr 2021 maßgebliche Mindestwert von 31,6 % wurde seitens der Antragstellerin zu 3 im Rahmen der vortägigen Kapazitätsallokation während aller MTU eingehalten. Ein Rückgriff auf ein Backup-NTC in Höhe von 1.396 MW für beide Richtungen, der durch Countertrading-Maßnahmen besichert wurde, erscheint für die 24 Stunden des 11.03.2021 sachgerecht, da diesbezüglich aus außerhalb des Einflussbereiches der Antragstellerin liegenden Gründen kein D2CF-Datensatz verfügbar war und ohne Netzmodell keine Handelsmarge ermittelt werden konnte. Damit wurden insgesamt 8736 Stunden, d.h. 99,73% der Stunden des Jahres 2021, betrachtet.

DE – DK2

Für die Grenze DE-DK2 wurde seitens der Antragstellerin zu 2 der jeweils geltende Mindestwert in jeder MTU im Jahr 2021 eingehalten. Durch die Inbetriebnahme des hybriden Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution (**KF CGS**) am 15.12.2020 wurde die Übertragungskapazität insgesamt erhöht. Der Mindestwert pro Grenze und je Stunde setzt sich stundenscharf aus 70% des F_{\max} des Kontek Kabels plus 11,7% des F_{\max} der KF CGS (nach Abzug der Day Ahead prognostizierten offshore-Windeinspeisung) zusammen. Gemäß Art. 1 Abs. 1 des Beschlusses (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11.11.2020 zur Gewährung einer Freistellung für KF CGS gem. Art. 64 EltVO¹³ ist bei der Berechnung zur Ermittlung, ob das Mindestniveau der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht ist, als Kapazitätsgrundlage für die Berechnung der Mindestkapazität die Restkapazität (und nicht die Gesamtübertragungskapazität) heranzuziehen. Bei der Restkapazität handelt es sich um die Kapazität, die nach Abzug der Kapazität von der Gesamtübertragungskapazität übrig bleibt, die erforderlich ist, um die prognostizierte Stromerzeugung der Windparks, die an die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak angeschlossen sind, in der Day-Ahead-Phase zu den jeweiligen nationalen Onshore-Systemen zu transportieren. Damit ergab sich nach Inbetriebnahme der KF CGS für die Grenze DE-DK2 ein Mindestwert von unter 70%, der stundenscharf zu ermitteln war und in allen ermittelten Stunden eingehalten wurde. Dabei wurden in Export- und in Import-Richtung 8.760 Stunden, d.h. in 100%

¹³ Beschluss (EU) 2020/2123 der Kommission vom 11. November 2020 zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (Kriegers Flak combined grid solution) gemäß Art. 64 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>.

der Stunden des Jahres 2021, berücksichtigt. Die in der Tabelle auf Seite 26 der Anlage dargestellten (partiellen) Störungen und Wartungen der Verbindungsleitungen führten nicht zu einer gleichzeitigen Nichtverfügbarkeit beider Verbindungsleitungen. Somit konnte in jeder MTU die erforderte Mindestkapazität bereitgestellt werden.

DE – NO2

Obwohl für die Grenze DE-NO2 keine Mindestkapazitätsvorgabe und keine Berichtspflicht gem. Art. 15 Abs. 4 EltVO besteht, da die EltVO im Europäischen Wirtschaftsraum¹⁴ im Berichtszeitraum keine Anwendung findet, enthält der Bericht auch Angaben zu dieser Grenze. Für die Grenze DE-NO2 wurde seitens der Antragstellerin zu 3 der Mindestwert von 11,7% in jeder zu betrachtenden MTU im Jahr 2021 eingehalten. Dabei wurden in beiden Richtungen 8.145 Stunden, d.h. 92,98% der Stunden des Jahres berücksichtigt, da die Leitungen in den übrigen Zeiträumen aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen nicht zur Verfügung standen bzw. für die 24 Stunden des 11.03.2021 aus außerhalb des Einflussbereiches der Antragstellerin liegenden Gründen kein D2CF-Datensatz verfügbar war und ein Backup-NTC in Höhe von 170 MW für die Richtung NO2 nach DE und 1.400 MW für die Richtung DE nach NO2 angewendet wurde.

DE – SE4

Die Antragstellerin zu 5 hat auch in Bezug auf die NTC-Grenze DE-SE4 ihre Verpflichtung hinsichtlich der bereitzustellenden Mindestkapazität erfüllt. Diese betrug für das Jahr 2021 grundsätzlich 46,2%. Im Berichtszeitraum war die HGÜ Baltic Cable in 106 Stunden (1,21% der Gesamtstunden) außer Betrieb. Während der 8.654 Betriebsstunden kam es in 90 Stunden (1,03 % der Betriebsstunden) in Exportrichtung (DE nach SE4) zu Unterschreitungen der Mindestkapazität, die aufgrund von Systemsicherheitsrisiken gemäß Art. 16 Abs. 3 EltVO gerechtfertigt waren. Die Unterschreitungen sind durch kritische Leitungsunverfügbarkeiten im Übertragungsnetz der Antragstellerin zu 3 begründet und wurden der BNetzA angezeigt.

Gemäß Art. 16 Abs. 3 S. 3 EltVO können regionale Koordinierungszentren als letztes Mittel koordinierte Maßnahmen festlegen, um die zonenübergreifenden Kapazitäten entsprechend zu verringern, wenn sie zu dem Schluss kommen, dass die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen in der Kapazitätsberechnungsregion nicht ausreichen, um unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte die lineare Verlaufskurve gemäß Art. 15 Abs. 2 EltVO zu erreichen. Die regionalen Koordinierungszentren werden ihren Betrieb voraussichtlich am 01.07.2022 aufnehmen. Jedenfalls bis dahin sind die ÜNB berechtigt, unter der Voraussetzung, dass die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen in der Kapazitätsberechnungsregion nicht ausreichen, die zonenübergreifenden Kapazitäten zu verringern. Aufgrund der oben beschriebenen besonderen

¹⁴ Der Europäische Wirtschaftsraum (EWR) umfasst die Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie Island, Norwegen und Liechtenstein. Ziel des zugrundeliegenden Abkommens ist die Ausweitung des Europäischen Binnenmarktes auf die genannten Länder.

Anschlusssituation der HGÜ Baltic Cable ist ein Abtransport der Leistung der Verbindungsleitung nur unter kumulativem Rückgriff auf die Netze der Antragstellerin zu 3 und der SHN möglich. Diesbezüglich bestehen entsprechende Notfallkonzepte zwischen den Beteiligten, auf die in kritischen Situationen zurückgegriffen wird. Die darin vorgesehene Absenkung der Übertragungsleistung auf der HGÜ Baltic Cable im Fall einer (kombinierten) Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen in Abhängigkeit zur Flussrichtung und zur Windeinspeisung, stellt diesbezüglich eine sachgerechte Maßnahme dar.

Die vorliegenden Unterschreitungen waren zur Gewährleistung der Systemsicherheit in der Regelzone der Antragstellerin zu 3 inklusive der Verteilnetzebene erforderlich. Denn in diesem Zeitraum standen für die Bereitstellung der Mindestkapazität wesentliche Netzelemente im deutschen Anschlussnetz der Antragstellerin zu 3 aufgrund von Wartungsarbeiten nicht zur Verfügung.

Vorliegend war es durch die Nichtverfügbarkeiten eines der beiden 220kV-Systeme Hamburg-Nord – Lübeck einerseits und der Nichtverfügbarkeit des Direktkupplers T411 in Siems andererseits in einzelnen Stunden technisch notwendig, temporäre Einschränkungen der Übertragungskapazität des Baltic Cables zur Vermeidung von Überlastungen, die im ursächlichen Zusammenhang mit der Übertragungsleistung des Baltic Cable stehen, in Kauf zu nehmen. Insofern wurde in den in Frage stehenden 90 Stunden auf die zwischen den Beteiligten bestehenden Notfallplänen und der darin vorgesehenen Maßnahme der Absenkung der Übertragungskapazität auf der HGÜ Baltic Cable zurückgegriffen. Die technisch notwendigen Maßnahmen führten lediglich zu einer geringen Unterschreitung der Mindestkapazität auf der HGÜ Baltic Cable. Durchschnittlich konnten weiterhin 256 MW von 277 MW zur Verfügung gestellt werden, so dass sich die Mindestkapazität in den in Frage stehenden 90 Stunden lediglich um durchschnittlich 21 MW unterschritten wurde. Die Maßnahmen und die damit einhergehende geringe Unterschreitung der Mindestkapazität waren sachgerecht.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass der Stromhandel in den betroffenen 90 Stunden nicht aufgrund der unterschrittenen Mindestkapazität eingeschränkt wurde. In 53 der 90 Stunden wurde in die Gegenrichtung (Import aus SE4) gehandelt, in 28 Stunden wurde nicht an diesen Grenzen gehandelt und in 9 Stunden wurde in die betroffene Exportrichtung gehandelt, jedoch in einem geringeren Maße als Kapazität angeboten wurde. In diesen 9 Exportstunden betrug der relative Preisunterschied 2,4%. Das entspricht dem Verlustfaktor zur impliziten Verlustbeschaffung. Eine weitere Erhöhung des Exports wäre dann nicht wirtschaftlich gewesen. Die Situation entspricht der vollständigen Preisgleichheit bei Grenzen ohne implizite Verlustbeschaffung.

III. Kosten

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

Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

Bonn, 17.06.2022

Im Auftrag

Anlage

Bericht der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber zur
gebotszonenübergreifenden
Kapazität für das Jahr 2021

Achim Zerres
(Abteilungsleiter Energie)

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“¹ 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.

¹ 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 NTC²-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.

² 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 BNetzA³ haben die deutschen ÜNB 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT⁴ die Startwerte für die deutschen Gebotszonengrenzen⁵ und kritischen Netzelemente berechnet und veröffentlicht⁶. 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.

³https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling_node.html

⁴ Der Startwert für die Grenze DE-SE4 wurde durch TenneT ermittelt.

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

⁶ <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 ⁷	Kontek →	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS ⁸ →	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.

⁷ 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.

⁸ 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.⁹ 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.¹⁰ 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.¹¹

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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 CNEC¹² 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

¹² Es können je MTU auch mehrere CNECs gleichzeitig limitierend sein.

des Anteils erfolgt über PTDF¹³). 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).¹⁴ 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 ¹⁵
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_{ref} , F_{\max} , PTDF und Phase Shift Distribution Factor (PSDF)	Eigene Direct Current (DC) Lastflussberechnung und -optimierung auf Basis D2CF-CGM ¹⁵
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.

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

¹⁴ 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.

¹⁵ 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)¹⁶ 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.¹⁷ 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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 day-ahead ¹⁸ oder ersatzweise month ahead ¹⁹ 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 JAO.eu ²⁰)
Koordinierte Handelsmarge	RAM	CWE Flowbased Common System (öffentlich verfügbar unter JAO.eu ²¹)

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.

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

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

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

²¹ <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.²² 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).²³ 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.

²² 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).

²³ 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.²⁴

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 ²⁵	Baltic Cable AB/ Operational Handbook of Baltic Cable

²⁴ 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).

²⁵ 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.

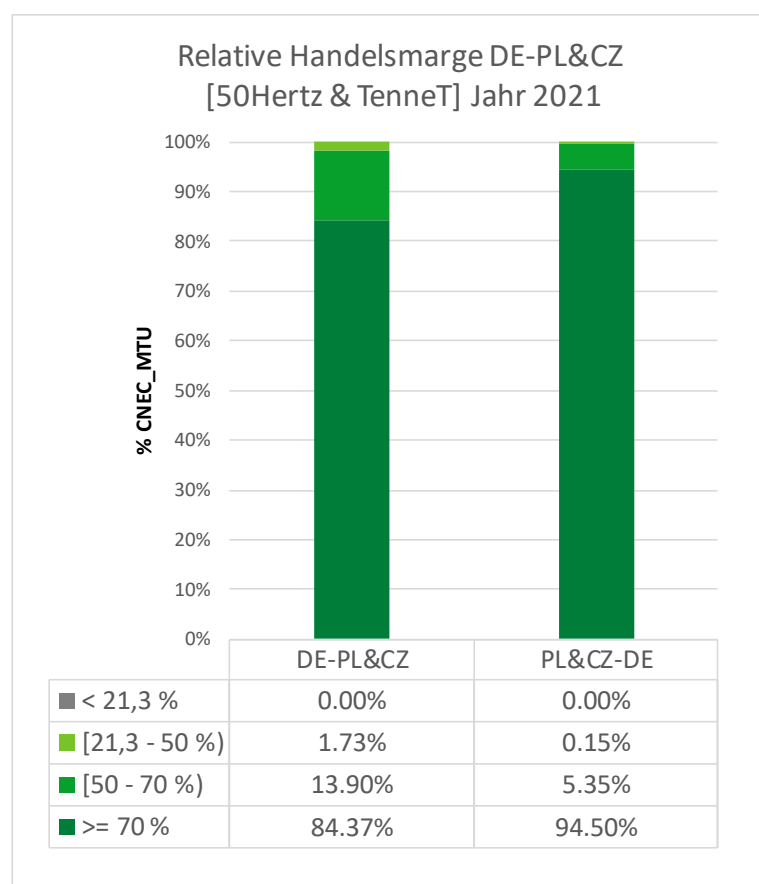


Abbildung 1: Relative Handelsmarge DE-PL&CZ [50Hertz & TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

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 %.²⁶ 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 beschrieben²⁷, 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.

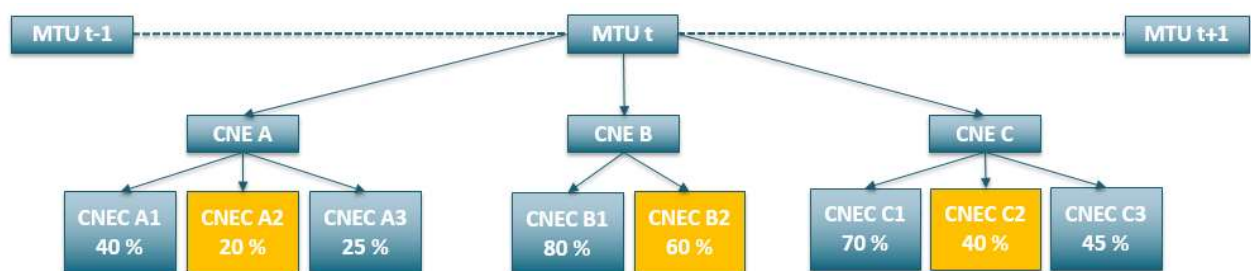


Abbildung 2: Beispiel zur Ermittlung der angebotenen Handelskapazität je kritischem Netzelement

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.

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

²⁷ 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.²⁸ Somit fließt je MTU ein Wert pro CNE in die Auswertung ein²⁹. 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 Problemen³⁰ 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

²⁸ 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.

²⁹ 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.

³⁰ 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.

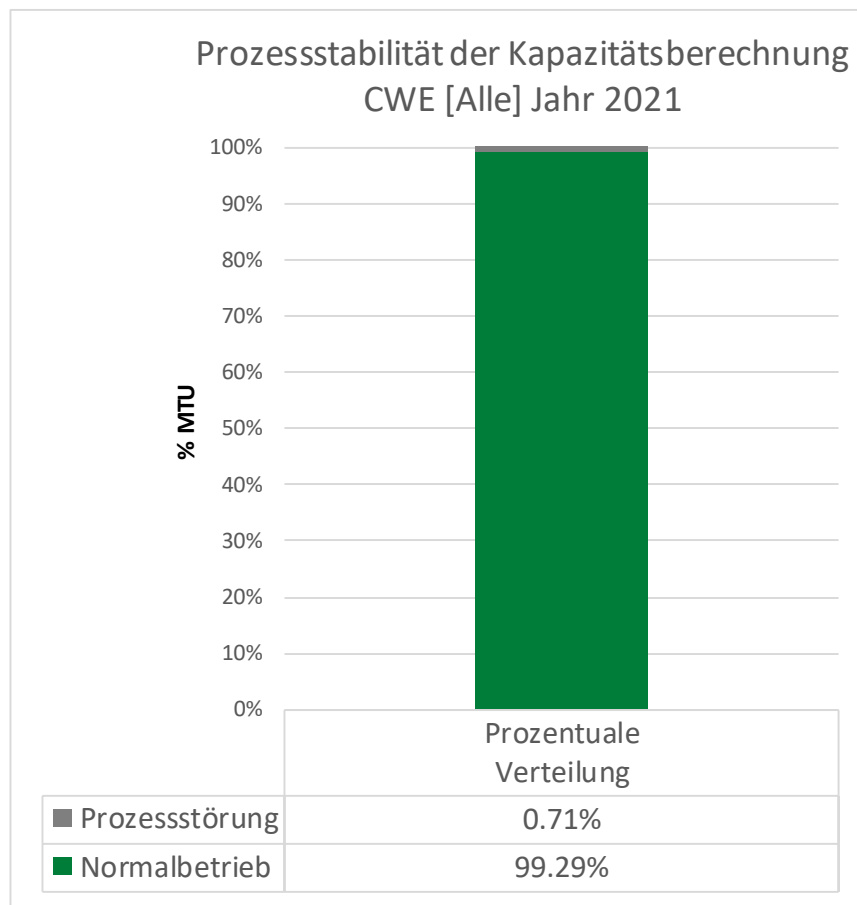


Abbildung 3: Prozessstabilität der CWE-Kapazitätsberechnung aller ÜNB im Jahr 2021

Amprion-Regelzone

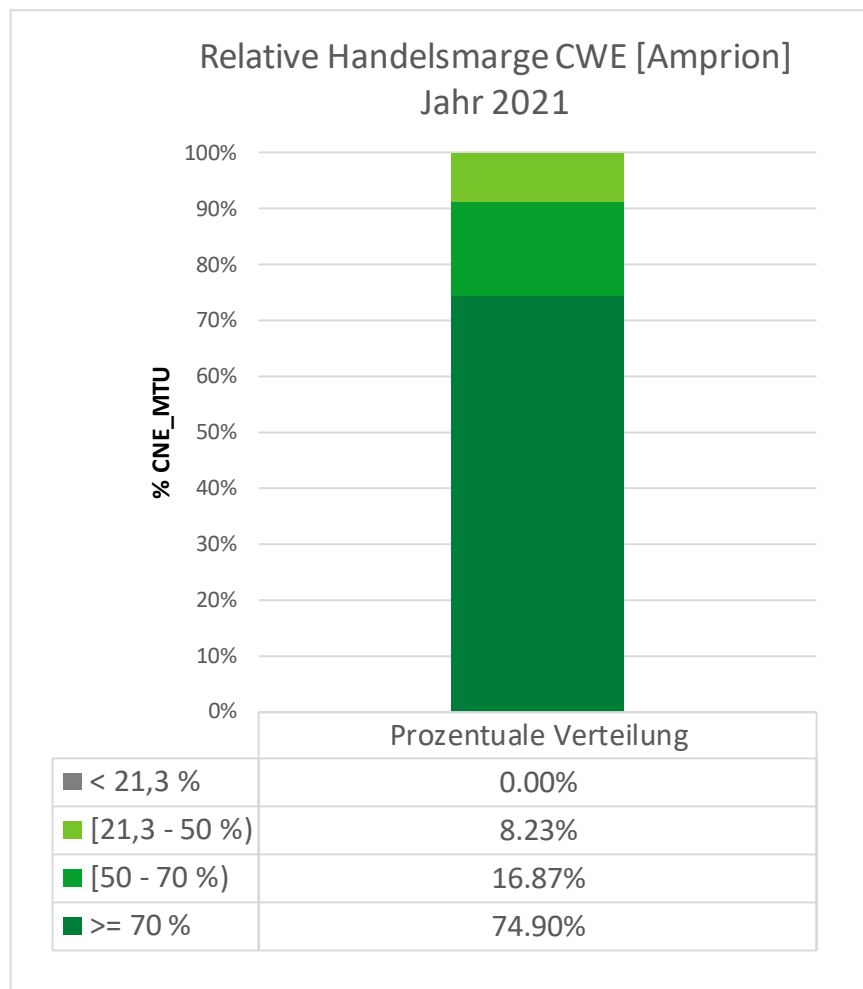


Abbildung 4: Relative Handelsmarge CWE [Amprion] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

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 Übertragungskapazität³¹. 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.

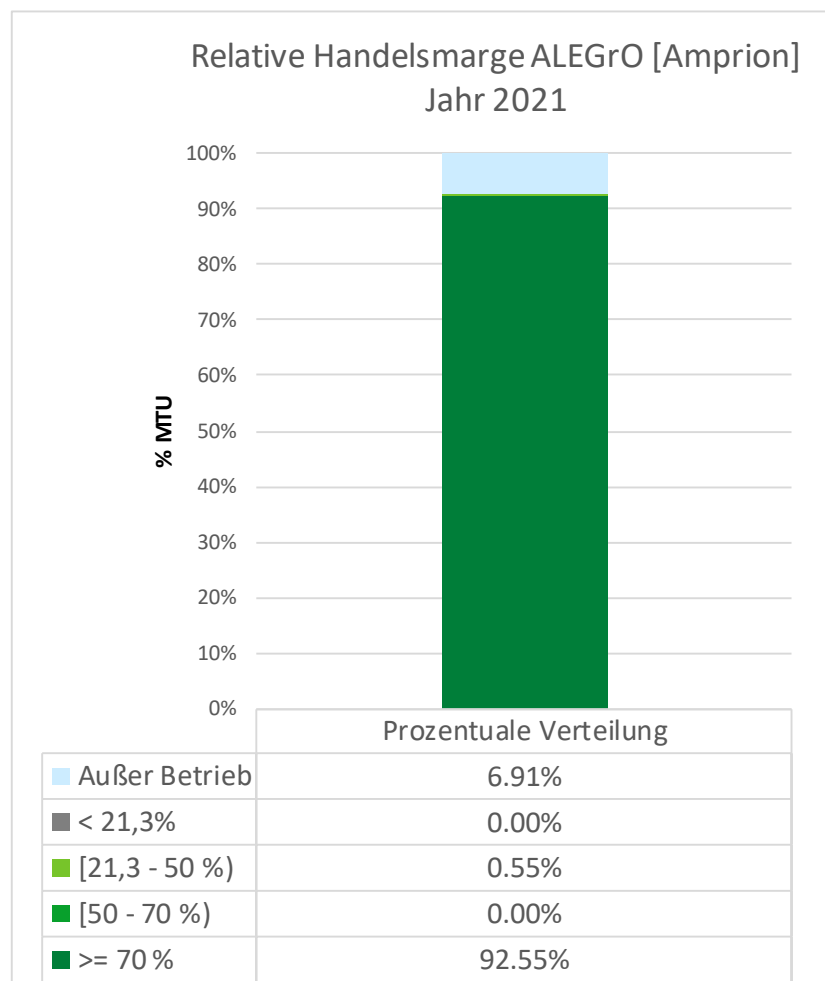


Abbildung 5: Relative Handelsmarge ALEGrO [Amprion] im Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

³¹ 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 Coupling³² 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.

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

TenneT-Regelzone

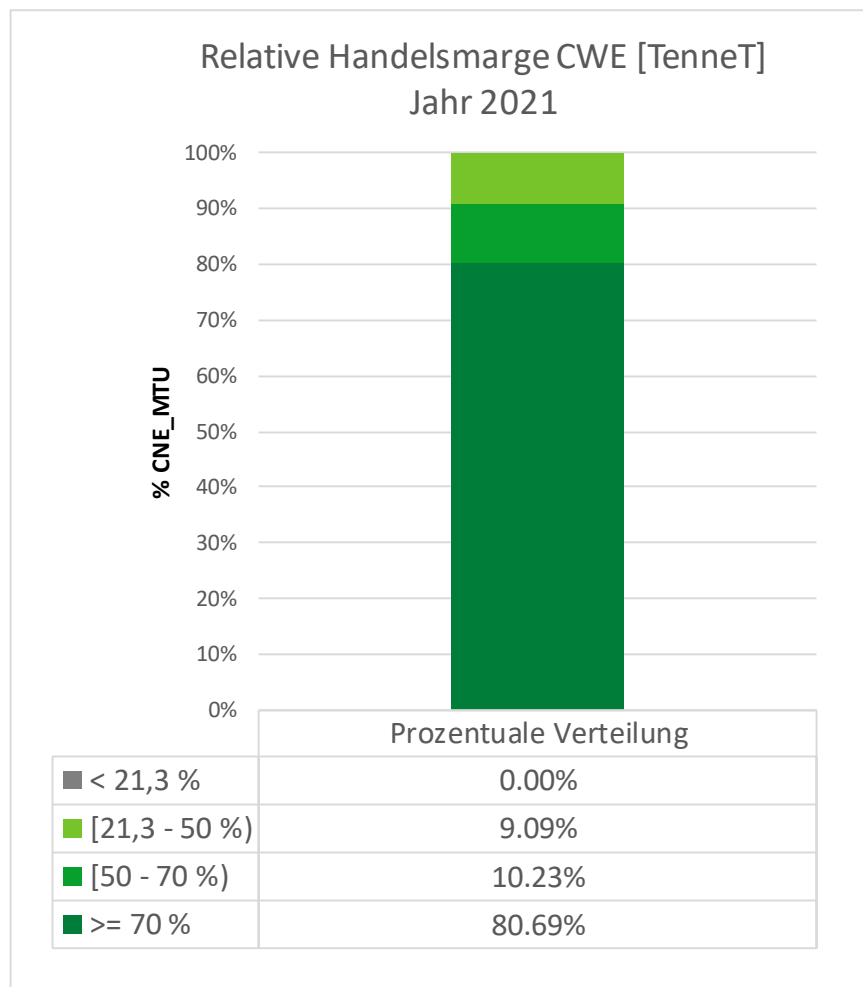


Abbildung 6: Relative Handelsmarge CWE [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

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

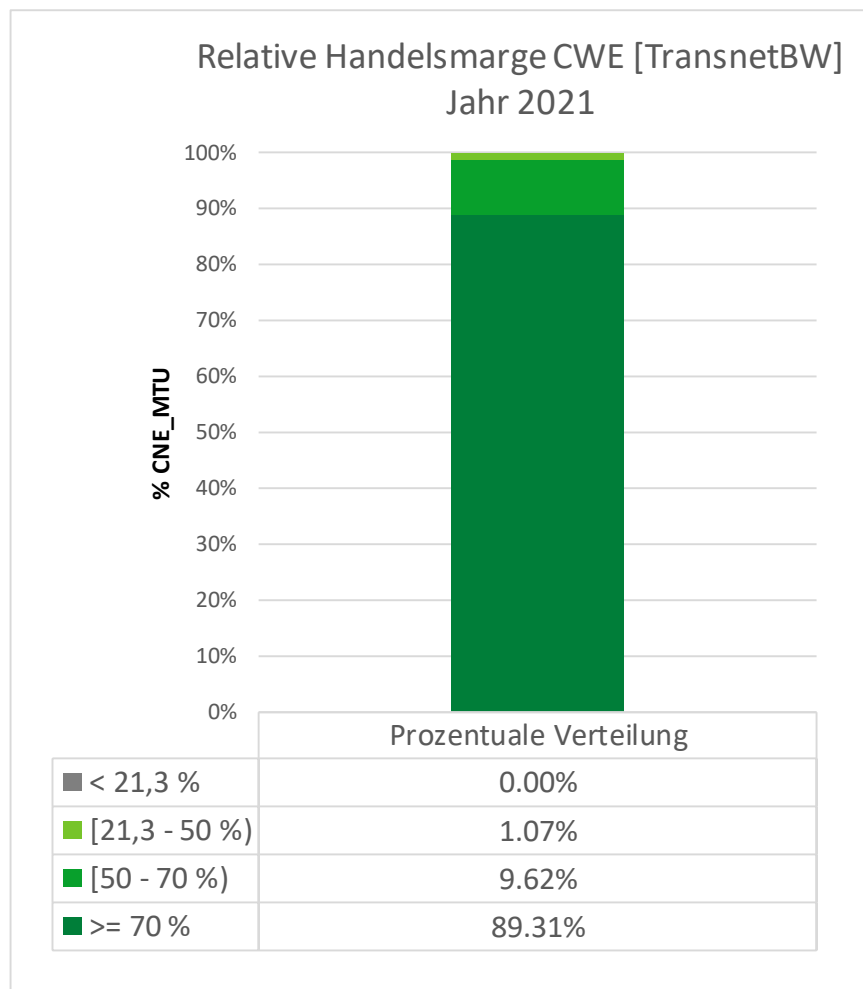


Abbildung 7: Relative Handelsmarge CWE [TransnetBW] Jahr 2021 (Mindestwert 21,3 %)

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 berücksichtigt³³. 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.

³³ 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.

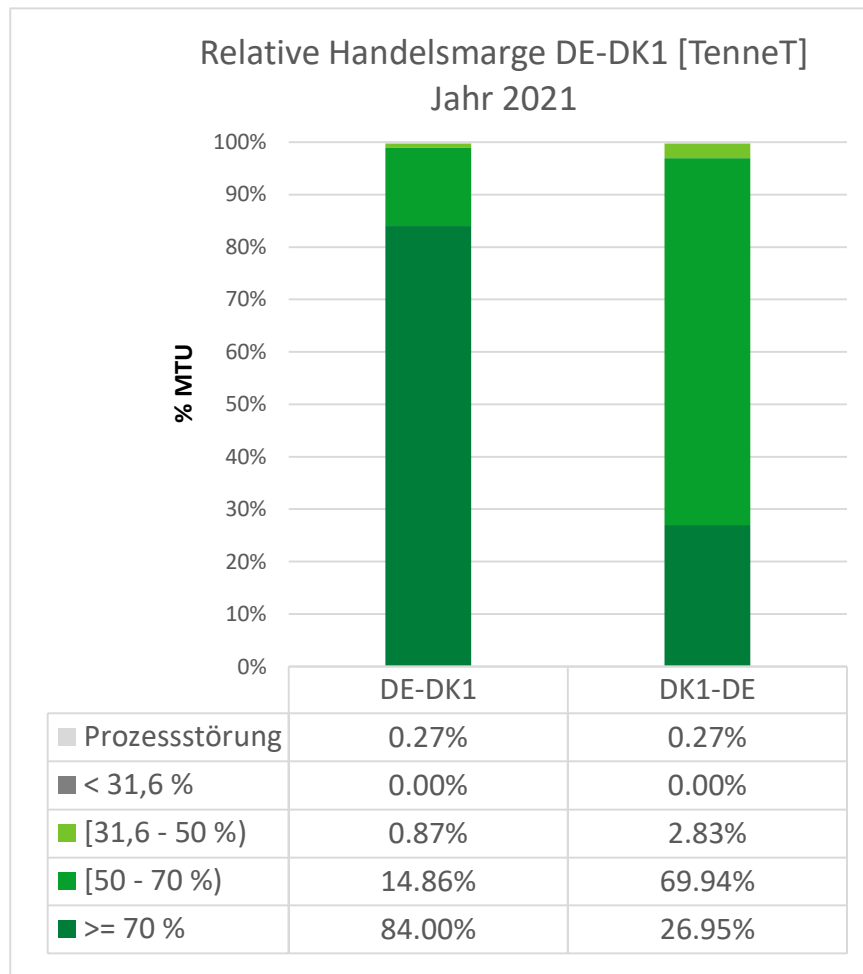


Abbildung 8: Relative Handelsmarge DE-DK1 [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 31,6 %)

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 zusammen³⁴. 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 2021³⁵.

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

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

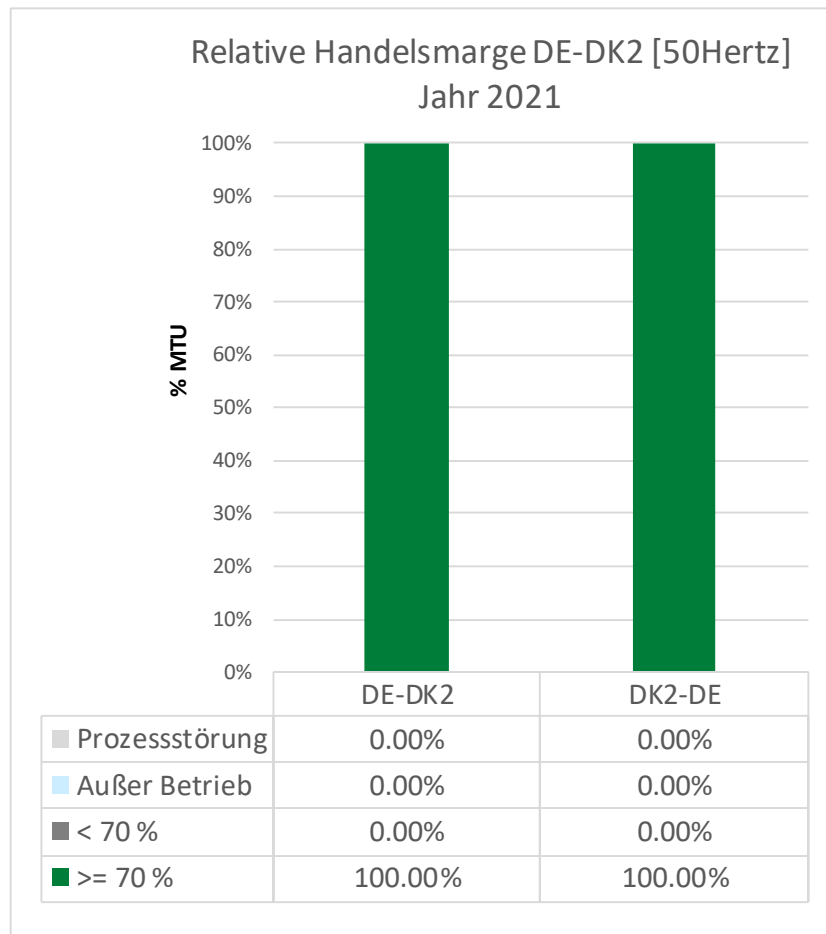


Abbildung 9: Relative Handelsmarge DE-DK2 [50Hertz] Jahr 2021 (Mindestwert 70 %)

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 ³⁶	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.

³⁶ 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.

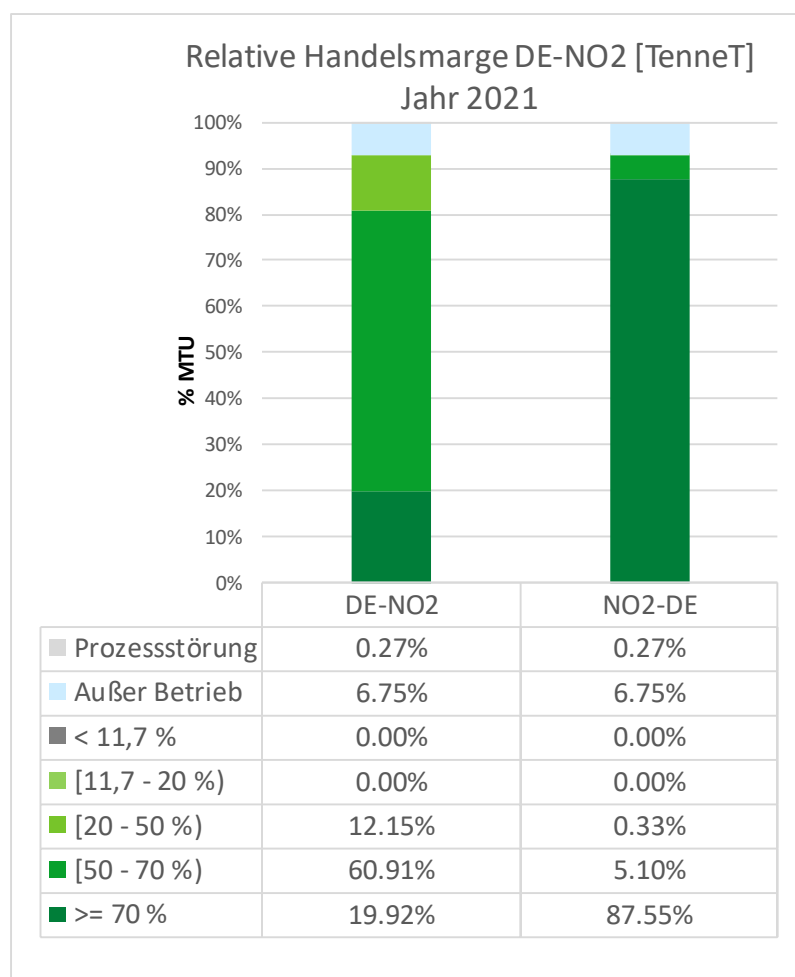


Abbildung 10: Relative Handelsmarge DE-NO2 [TenneT] Jahr 2021 (Mindestwert 11,7 %)

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 Monopolbetrieb³⁷. 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 ³⁸	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.

³⁷ 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.

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

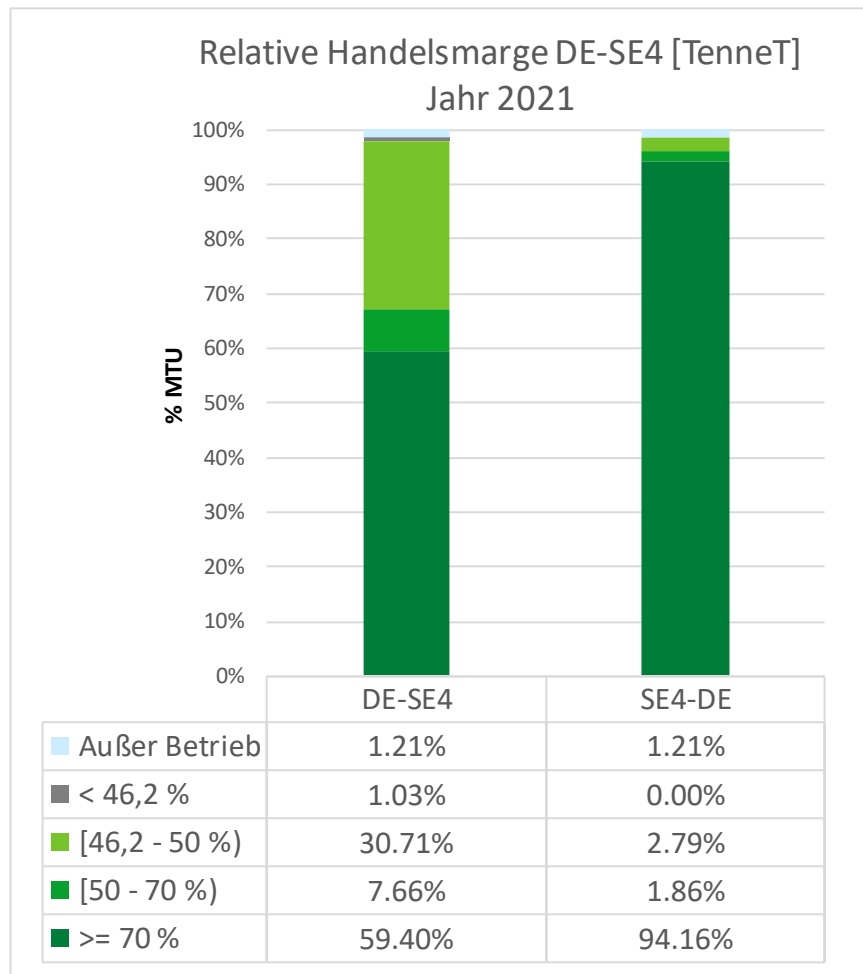


Abbildung 11: Relative Handelsmarge DE-SE4 [TenneT] 2021 (Mindestwert 46,2 %)

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) 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_{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