



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom  
622-25-006

☎ 0228  
14-  
oder 14-0

Bonn  
26.05.2026

## **Genehmigung der Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 44 CACM-VO**

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

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

**– Antragstellerin zu 1 –**

Baltic Cable AB, Gustav Adolfs Torg 47, SE-2119 Malmö, Schweden, vertreten durch den  
Vorstand

**– Antragstellerin zu 2 –**

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

**– Antragstellerin zu 3 –**

wegen

Bundesnetzagentur für  
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen

Telefax Bonn  
0228 14-8872

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

Behördensitz: Bonn  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
☎ 0228 14-0

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

Datenschutzhinweis:

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

Änderung der Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 44 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller, am 26. Mai 2026 entschieden

1. In Abänderung des Bescheids der Bundesnetzagentur vom 7. April 2022 (Az. 622-22-001) werden die Ausweichverfahren für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa gemäß Art. 44 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement wie in Anlage I dieses Bescheides niedergelegt genehmigt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## **Gründe**

### **A.**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Ausweichverfahren aller Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) der Kapazitätsberechnungsregion („CCR“) Hansa gemäß Artikel 44 der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021 („CACM-VO“).

Das Ziel der CACM-VO besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten. Um dieses Ziel zu erreichen, regelt Art. 44 CACM-VO, dass Ausweichverfahren für Situationen, in denen die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung<sup>2</sup> keine Ergebnisse liefert, durch die ÜNB zu erarbeiten und den betroffenen Regulierungsbehörden der CCR zur Genehmigung vorzulegen sind. Nach Art. 44 S. 1 CACM-VO soll dadurch auch in diesen Situationen ein effizienter, transparenter und nichtdiskriminierender Zugang zur zonenübergreifenden Kapazität gewährleistet sein.

Die CCR Hansa wurde durch Entscheidung 06/2016 der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („ACER“) vom 17. November 2016

---

<sup>1</sup> CCR: Capacity Calculation Region (Kapazitätsberechnungsregion).

<sup>2</sup> Die CACM-VO nennt in ihrem Erwägungsgrund (3) die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung als eines der vorrangigen Ziele der CACM-VO zur Schaffung und dringenden Vollendung eines voll funktionierenden und vernetzten Elektrizitätsbinnenmarktes mit einer sicheren Energieversorgung. Dazu enthält sie harmonisierte Mindestvorschriften für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung, um einen klaren Rechtsrahmen für ein effizientes und modernes System der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements unionsweit zu schaffen.

determiniert und sukzessive um weitere Gebotszonengrenzen erweitert. Sie umfasst heute die folgenden Gebotszonengrenzen:

- Dänemark 1-Deutschland/Luxemburg („DK1-DE/LU“), bewirtschaftet von Energinet.dk und der Antragstellerin zu 3,
- Dänemark 2-Deutschland/Luxemburg („DK2-DE/LU“), bewirtschaftet von Energinet.dk und der Antragstellerin zu 1,
- Dänemark 1-Niederlande („DK1-NL“), bewirtschaftet von Energinet.dk und Tennet TSO B.V.,
- Schweden 4-Polen („SE4-PL“), bewirtschaftet von Svenska Kraftnät und PSE S.A.<sup>3</sup>,
- Schweden 4-Deutschland/Luxemburg („SE4-DE/LU“), bewirtschaftet von der Antragstellerin zu 2<sup>4</sup>,
- Norwegen 2-Deutschland/Luxemburg („NO2-DE/LU“), bewirtschaftet von Statnett SF und der Antragstellerin zu 3 und
- Norwegen 2-Niederlande („NO2-NL“), bewirtschaftet von Statnett SF und TenneT TSO B.V.<sup>5</sup>

Mit Beschluss vom 14. Dezember 2017 (Az. BK6-16-289)<sup>6</sup>, zuletzt geändert mit Bescheid vom 7. April 2022 (Az. 622-22-001)<sup>7</sup>, hat die Bundesnetzagentur die Ausweichverfahren gemäß Art. 44 CACM-VO gegenüber den Antragstellerinnen genehmigt. Parallel erfolgte die Genehmigung der Ausweichverfahren auch durch die übrigen Regulierungsbehörden gegenüber den übrigen ÜNB der CCR Hansa.

Am 30. Juni 2025 hat der norwegische ÜNB Statnett im Namen der drei Antragstellerinnen und der übrigen ÜNB der CCR Hansa den Antrag auf Genehmigung von Änderungen an den Ausweichverfahren in der CCR Hansa gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Art. 40 CACM-VO zur Genehmigung der Bundesnetzagentur und den übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa zur Genehmigung übermittelt. In der Sache schlagen die ÜNB anstelle von Schattenauktionen die Übertragung der Kapazitäten einer Gebotszonengrenze zur Vermarktung in den Intraday-Handel vor, wenn die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung an dieser Grenze nicht zu einem Ergebnis führt. Dem Änderungsvorschlag wurde das auf den 30. Juni 2025 datierte „Explanatory Document“

---

<sup>3</sup> ACER, Entscheidung 04/2019 vom 1. April 2019.

<sup>4</sup> ACER, Entscheidung 04/2021 vom 10. Mai 2021.

<sup>5</sup> ACER, Entscheidung 08/2023 vom 31. März 2023. Näher zur Einbindung Norwegens in die Hansa-Region siehe ACER Entscheidung 08/2023, Rn. 19, Rn. 34, Erwägungsgrund 2 und Artikel 3 Annex I sowie EFTA Surveillance Authority's (ESA) Decision 065/23/COL vom 24. April 2023 Rn. 3, abrufbar unter [https://www.eftasurv.int/cms/sites/default/files/documents/gopro/College%20Decision%20-%20Decision%20065\\_2023\\_COL%20on%20the%20determination%20of%20capacity%20calculation%20regions.pdf](https://www.eftasurv.int/cms/sites/default/files/documents/gopro/College%20Decision%20-%20Decision%20065_2023_COL%20on%20the%20determination%20of%20capacity%20calculation%20regions.pdf) (zuletzt aufgerufen am 22.11.2024) mit Verweis auf die Entscheidung 201705443-14 der norwegischen Regulierungsbehörde NVE-RME vom 18 August 2023.

<sup>6</sup> Beschluss der Bundesnetzagentur vom 14. Dezember 2017 (Az.: BK6-16-289), abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-289/BK6-16-289\\_Beschluss\\_vom\\_14\\_12\\_2017.html?nn=873292](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-289/BK6-16-289_Beschluss_vom_14_12_2017.html?nn=873292)

<sup>7</sup> Bescheid der Bundesnetzagentur vom 7. April 2022 (Az. 622-22-001) abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/start.html>

mit weitergehenden Erläuterungen der Hansa-ÜNB beigefügt.

Vor Einreichung des Antrags haben die Hansa-ÜNB den Änderungsvorschlag vom 15. Mai bis 15. Juni 2025 öffentlich konsultiert. Daraufhin sind Stellungnahmen des europäischen Verbands Energy Traders Europe, der Strombörse Nord Pool, des dänischen Verbands Green Power Denmark sowie eines unabhängigen Analysten eingegangen. Die ÜNB der CCR Hansa haben die eingegangenen Stellungnahmen in ihrem Bericht über die Konsultation vom 30. Juni 2025 gemäß Art. 12 Abs. 3 CACM-VO dokumentiert und ausgewertet und begründet, inwieweit sie im Vorschlag Berücksichtigung finden konnten.

Die in der CCR Hansa (und darüber hinaus) tätige Strombörse Nord Pool unterstützt den Vorschlag der ÜNB. Sie verweist darauf, dass die Schattenauktionen bei vergangenen Entkopplungsereignissen wenig effektiv waren und kaum von den Marktteilnehmern genutzt wurden. Dies stellen auch die anderen Stellungnahmen nicht in Abrede. Der europäische Verband Energy Traders Europe verweist dennoch auf die Vorteile der Schattenauktionen. Dadurch blieben die Grenzen im Day-Ahead-Zeitbereich gekoppelt, wenn auch explizit. Der Verband ist davon überzeugt, dass so viel grenzüberschreitende Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich allokiert werden sollte, wie möglich. Das Setzen dieser Kapazität auf Null verzerrt Preissignale mit negativen Folgen für Marktteilnehmer. Diese Position vertritt auch Green Power Denmark. Der Verband Energy Traders Europe zeigt sich besorgt, ob die derzeitigen Systeme für den Intraday-Markt die hohen Volumina aus dem Day-Ahead-Markt aufnehmen können. Er schlägt daher ein intensives Testen des neuen Ausweichmechanismus vor. Außerdem mahnt der Verband zu einer rechtzeitigen und umfänglichen Information der Marktteilnehmer in Fällen der Entkopplung. Der dänische Verband Green Power Denmark verweist auf einen Teil seiner Mitglieder, die sich bisher entweder nur an Intraday-Auktionen oder nur am kontinuierlichen Intraday-Handel beteiligten. Diese müsste – je nach Ausgestaltung des Ausweichverfahrens – zusätzlich im jeweils anderen Markt aktiv werden, mit den daraus resultierenden Kosten. Den Vorschlag von Mitgliedern, die wenig genutzten Schattenauktionen beizubehalten und die Teilnahme an Schulungen verbindlich vorzuschreiben, verwirft Green Power Denmark als zu bürokratisch und marktfremd. In allen Stellungnahmen wird hervorgehoben, dass eine einheitliche Ausweidlösung für alle Grenzen der CCR Hansa sinnvoll sein könne. Ein unabhängiger Analyst gibt zu bedenken, dass ein einheitlicher Ausweichmechanismus zwar der Einfachheit dienen mag, die operative Ausfallsicherheit jedoch die Berücksichtigung regionaler Unterschiede innerhalb der CCR Hansa sowie die Gewährleistung einer flexiblen Ausweidlösung erfordere, um das Vertrauen der Marktteilnehmer zu wahren.

Der Änderungsvorschlag wurde am 31. Juli 2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 17. August 2025 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind keine Stellungnahmen eingegangen.

Die Regulierungsbehörden der CCR Hansa haben sich am 16. Dezember 2025 darauf geeinigt,

die Übertragungsnetzbetreiber dieser Region aufzufordern, den eingereichten Änderungsvorschlag hinsichtlich der Ausweichverfahren zu überarbeiten. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin am 16. Dezember den drei Antragstellerinnen das Änderungsverlangen übermittelt. Parallel haben die übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa den übrigen ÜNB der CCR Hansa das Änderungsverlangen übermittelt.

Die Regulierungsbehörden der CCR Hansa forderten von den ÜNB der CCR Hansa die Klarstellung, in welchem Segment des Intraday-Marktes (kontinuierlicher Handel oder Intraday-Auktionen) und zu welchem Zeitpunkt die Kapazität zugewiesen werden soll. Zusätzlich baten Sie um Klarstellung, dass im Falle einer Entkopplung die Ausweichverfahren nur für die Grenze(n) der entkoppelten Gebotszone(n) gelten.

Die Bundesnetzagentur hat das Änderungsverlangen am 16. Januar 2026 auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Am 24. Februar 2026 hat Accenture in der Funktion als Project Management Office im Namen aller drei Antragstellerinnen sowie der übrigen ÜNB der CCR Hansa den geänderten Antrag über die Ausweichverfahren für die CCR Hansa zur Genehmigung bei der Bundesnetzagentur und bei den übrigen Regulierungsbehörden der CCR Hansa eingereicht. In der Sache haben die Antragstellerinnen und die übrigen ÜNB der CCR Hansa klargestellt, dass bei Scheitern der Day-Ahead-Marktkopplung die Mengen zunächst in der Intraday-Auktion IDA1 angeboten werden. Sollte die Marktkopplung hier aus in der Methode genannten Gründen ebenfalls scheitern, werden die Mengen im kontinuierlichen Intraday-Handel angeboten. Zusätzlich haben sie präzisiert, dass das Verfahren nur für die Grenze(n) der entkoppelten Gebotszone(n) gilt.

Die Bundesnetzagentur hat den geänderten Antrag am 21. April 2026 auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Am 22. April 2026 haben sich die Vertreter der Regulierungsbehörden der CCR Hansa im Wege des elektronischen Abstimmungsverfahrens einstimmig auf die Annahme der aus der Anlage I ersichtlichen Ausweichverfahren in der CCR Hansa gemäß Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Artt. 20 ff. CACM-VO geeinigt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte sowie auf die vorangegangenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur vom 7. April 2022 (Az. 622-22-001) und vom 14. Dezember 2017 (Az. BK6-16-289) Bezug genommen.

## **B.**

Das diesem Bescheid als Anlage I angehängte Ausweichverfahren für die CCR Hansa gemäß Art. 44 CACM-VO wird genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet.

## I. Zulässigkeit

Der Antrag ist zulässig. Die bundes- und unionsrechtlichen Vorschriften über das Verfahren sind gewahrt.

1. Die Antragstellerinnen sind antragsbefugt. Gemäß Art. 9 Abs. 13 Satz 2 CACM-VO können die für die Ausarbeitung eines Vorschlags für Methoden zuständigen ÜNB Änderungen dieser Methoden gegenüber den Regulierungsbehörden vorschlagen. Dass es sich bei dem Vorschlag um einen verwaltungsrechtlichen Antrag handelt, wird bereits aus dem Umstand ersichtlich, dass dieser laut Art. 9 CACM-VO von den jeweils zuständigen Behörden zu genehmigen ist. Mit dem Eingang der am 30. Juni 2025 der Bundesnetzagentur übermittelten Unterlagen stellten die Antragstellerinnen einen entsprechenden Antrag.

2. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung nach Art. 9 Abs. 7 lit. a i.V.m. Art. 44 CACM-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i. V. m. Art. 18 Abs. 3 lit. b und Abs. 5 der Verordnung (EG) 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel<sup>8</sup> bzw. aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 61 und 70 EltVO. Eine obligatorische Kammerzuständigkeit besteht nicht, siehe § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 14 EnWG.

Das Verfahren ist nicht auf ACER übergegangen. Die nach Art. 9 Abs. 13 Satz 3 i.V.m. Abs. 10 Satz 1 CACM-VO erforderliche Einigung der Regulierungsbehörden der CCR Hansa ist am 22. April 2026 und damit vor Ablauf der 6-Monatsfrist zustande gekommen.

## II. Begründetheit

Der Antrag ist auch begründet. Die zur Genehmigung beantragte Änderung des Ausweichverfahrens erfüllt die Vorgaben von Art. 9 Abs. 13 i.V.m. Art. 44 CACM-VO und steht im Einklang mit den Zielen der CACM-VO.

Die Ausweichverfahren erfüllen die Voraussetzungen des Artikels 44 CACM-VO, wonach erforderlich ist, dass der Antrag robuste und zeitnahe Ausweichverfahren für den Fall vorgibt, dass bei der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung keine Ergebnisse erzielt werden. Damit soll trotz fehlender Marktkopplung eine effiziente, transparente und nichtdiskriminierende Kapazitätsvergabe im Sinne der CACM-VO gewährleistet werden.

Die Bundesnetzagentur hat das nun für sämtliche Gebotszonen der CCR Hansa vorgeschlagene Ausweichverfahren dem Grunde nach bereits mit Beschluss vom 14. Dezember 2017<sup>9</sup> für die Gebotszonengrenze SE4-PL und mit Bescheid vom 7. April 2022<sup>10</sup> für die Gebotszonengrenze

---

<sup>8</sup> Die Verordnung (EG) 714/2009 wurde durch Art. 70 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt aufgehoben.

<sup>9</sup> Az.: BK6-16-289, s.o. Fußnote 6

<sup>10</sup> Az.: 622-22-001, s.o. Fußnote 7

SE4-DE/LU genehmigt. In beiden Entscheidungen sah die Bundesnetzagentur keine Anhaltspunkte dafür, dass das an der Gebotszonengrenze SE4-PL angewendete Verfahren mit Art. 44 CACM-VO und den Zielen der CACM-VO unvereinbar sein könnte.

Das gilt auch für die im vorliegenden Verfahren vorgeschlagene Ausdehnung dieses Ausweichverfahrens auf die übrigen Grenzen der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (DK1-DE/LU, DK2-DE/LU, DK1-NL, NO2-DE/LU und NO2-NL) sowie die Präzisierung, dass mit Intraday die erste Auktion IDA1 sowie der kontinuierliche Handel gemeint ist.

Die Frage, ob die reguläre Intraday-Auktion IDA1 bzw. der reguläre kontinuierliche Intraday-Handel überhaupt ein Ausweichverfahren im Sinne des Art. 44 CACM-VO darstellen können, ist zu bejahen. Dem Wortlaut nach verpflichtet Art. 44 CACM-VO die ÜNB zur Entwicklung eines Ausweichverfahrens. Es ist nicht ersichtlich, weswegen dafür ausschließlich ein Verfahren außerhalb der regulären Kapazitätsvergabe in Frage kommen sollte. Die Auslegung nach Sinn und Zweck der CACM-VO, wonach ein wirksamer Wettbewerb in den Bereichen Stromerzeugung, -handel und -versorgung gefördert (Art. 3 lit. a CACM-VO) und die Vergabe zonenübergreifender Kapazität optimiert (Art. 3 lit. d CACM-VO) werden sollen, spricht dafür, die Nutzung der regulären Intraday-Auktion IDA1 bzw. des regulären kontinuierlichen Intraday-Handels als Ausweichverfahren vorzusehen, sofern und soweit die Nutzung anderweitiger Ausweichverfahren sich als volkswirtschaftlich weniger effizient erweisen. Die ÜNB der CCR Hansa konnten darlegen, dass die bisherigen Ausweichverfahren an diesen Grenzen wenig genutzt wurden. Die bei den ÜNB eingegangenen Stellungnahmen bestätigen dies. Die Kapazitätsvergabe im Rahmen der ersten Intraday-Auktion beziehungsweise im Rahmen des kontinuierlichen Intraday-Handels im Falle des Scheiterns der Day-Ahead-Marktkopplung verspricht hingegen eine höhere Beteiligung von Marktteilnehmern. Damit geht eine erhöhte Liquidität mit effizienterer Preisfindung einher. Die Vergabe im Intraday-Zeitbereich lässt daher eine effizientere Vergabe der Kapazitäten mit entsprechend wohlfahrtssteigernden Effekten erwarten.

Die zusätzlichen Änderungen der Ausweichverfahren sind nicht zu beanstandende Folgeänderungen und redaktionelle Anpassungen.

### **III. Kosten**

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

### **Rechtsbehelfsbelehrung**

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, 26.05.2026

Anlage

Joachim Gewehr  
(Referatsleiter)



**Amended Fallback Procedures for Capacity Calculation  
Region Hansa  
in accordance with Article 44 of the Commission  
Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a  
Guideline on Capacity Allocation and Congestion  
Management**

---

22 February 2026

---

The Transmission System Operators of Capacity Calculation Region Hansa, taking into account the following:

## WHEREAS

- (1) This document is a common document of the Transmission System Operators (hereafter referred to as “TSOs”) of Capacity Calculation Region (hereafter referred to as “CCR”) Hansa as described in the respectively relevant and applicable ACER definition of the Capacity Calculation Regions<sup>1</sup>.
- (2) This document takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2015/1222, establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as the “CACM Regulation”) as well as Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (hereafter referred to as “Regulation (EU) 2019/943”).
- (3) The goal of the CACM Regulation is the coordination and harmonization of capacity calculation and allocation in the day-ahead and intraday cross-border markets. To facilitate these aims, it is necessary to implement Fallback Procedures for situations where the single day-ahead coupling is unable to produce results.
- (4) CCR Hansa TSOs highlight the importance of high reliability of the single day-ahead market coupling given the potential severe impact on market participants. The Fallback Procedures focus on situations where no results are available from the single day-ahead market coupling.
- (5) The intraday market timeframe is composed of two market segments, namely intraday auctions and intraday continuous trading, and the availability of either segment as a fallback option depends on the specific incident that has led to situations where results from the single day-ahead market coupling are not available for one or more Hansa bidding zone borders.
- (6) Incidents resulting in the unavailability of results from the single day-ahead market coupling for one or more Hansa bidding zone borders may arise from different causes and are expected to vary from event to event, and the same causes may affect the availability of systems and the ability to apply the Fallback Procedures.
- (7) The technical, operational, and procedural capabilities that are available and reliable at the time of application of the Fallback Procedures therefore determines which intraday market segments can be made available for market participants in the specific fallback situation.
- (8) This document is required by Article 44 of the CACM Regulation:

By 16 months after the entry into force of this Regulation, each TSO, in coordination with all the other TSOs in the capacity calculation region, shall develop a proposal for robust and timely Fallback Procedures to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.

The CCR Hansa TSOs’ proposal for the establishment of Fallback Procedures (hereafter referred to as “Fallback Procedures”) is subject to consultation in accordance with Article 12 of the CACM Regulation.
- (9) In accordance with Article 9(9) of the CACM Regulation, the Fallback Procedures contribute to and do not in any way hinder the achievement of the objectives of Article 3 of the CACM Regulation. The Fallback Procedures ensure a transparent and non-discriminatory approach towards facilitating cross-zonal capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results. This supports the CACM Regulation objective of ensuring and enhancing the transparency and reliability of information.
- (10) The Fallback Procedures serve the objective of promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity (Article 3(a) of the CACM Regulation) when the respective Market Coupling is not able to deliver the market coupling results by the specified time according to Article 48(1) of the CACM Regulation, since the Fallback Procedures will apply to all market participants on the respective bidding zone border in CCR Hansa, thereby ensuring a level playing field amongst respective market

participants.

(11) The Fallback Procedures contribute to the optimal use of transmission infrastructure and operational security (Article 3(b) and (c) of the CACM Regulation) since the capacity will be allocated for the use by the market participants in the day-ahead or intraday timeframe, which is highly important when considering the following two aspects: TSOs operational planning and market participants' portfolio optimization.

(12) The Fallback Procedures contribute to operational security (Article 3(c) of the CACM Regulation) since they provide market participants with the possibility of access to capacities as a second-best solution in case of failure of implicit allocation. Without an allocation possibility, market participants

---

<sup>1</sup> ACER's definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) of 17 November 2016 (Annex I to CCR decision) and subsequent updates

would face difficulties in adjusting their positions which would cause further energy balancing needs and have a negative impact on operational security.

- (13) The Fallback Procedures serve the objective of optimizing the allocation of cross-zonal capacities (in accordance with Article 3(d) of the CACM Regulation) in respect of time since they provide a possibility for market participants to get access to cross-zonal capacities.
- (14) Regarding the objective of transparency and reliability of information (Article 3(f) of the CACM Regulation), the Fallback Procedures determine the main principles and main processes in the event that the respective NEMOs acting as market coupling operator (hereafter referred to as "MCO") is not able to produce the market coupling results by the specified time according to Article 48(1) of the CACM Regulation. The Fallback Procedures make it possible to provide market participants with the same reliable information on cross-zonal capacity and allocation constraints for fallback day-ahead allocation in a transparent way.
- (15) When preparing the Fallback Procedures, the CCR Hansa TSOs took into account the objective of creating a level playing field for NEMOs (Article 3(i) of the CACM Regulation) since all NEMOs and their market participants will have the same rules and non-discriminatory treatment (including timings, data exchanges, result formats etc.) within CCR Hansa.
- (16) Finally, the Fallback Procedures contribute to the objective of providing non-discriminatory access to cross-zonal capacities (Article 3(j) of the CACM Regulation) by granting market participants a level-playing field throughout the concerned bidding zone borders with a clear framework for fallback day-ahead capacity allocation.
- (17) In conclusion, the Fallback Procedures contribute to the general objectives of the CACM Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

**SUBMIT THE FOLLOWING FALLBACK PROCEDURES TO THE NATIONAL REGULATORY AUTHORITIES OF CCR HANSA:**

**Article 1**

**Subject, matter and scope**

1. As required under Article 44 of the CACM Regulation, each TSO, in coordination with all the other TSOs in the capacity calculation region, shall develop robust and timely Fallback Procedures to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.
2. This document establishes the Fallback Procedures for all bidding zone borders allocated to CCR Hansa.

**Article 2**

**Definitions**

1. For the purpose of this document, the terms used will have the meaning of the definitions included in Article 2 of the CACM Regulation and Regulation (EU) 2019/943 and Regulation (EC) No. 543/2013.
2. In this document, unless the context requires otherwise:
  - a. The singular indicates the plural and vice versa.
  - b. Headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of the document.
  - c. References to an "Article" are, unless otherwise stated, references to an article of this document.
  - d. Any reference to legislation, regulations, directives, orders, instruments, codes or any other enactment includes any modification, extension or re-enactment of it when in force.

**Article 3**

**General principles for Fallback Procedures**

1. The fallback procedures shall only be initiated for the bidding zone border(s) that are impacted by the SDAC decoupling incident.

**Article 4**

**Fallback procedures**

1. All NEMOs performing MCO functions for the bidding zone borders in CCR Hansa shall inform CCR Hansa TSOs in the event of any risk that results for at least one bidding zone border within CCR Hansa cannot be delivered within the deadline in accordance with Article 50(2) of the CACM Regulation.
2. In the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results for one or more bidding zone borders within CCR Hansa, the cross-border capacities to be allocated in the day ahead market time-frame shall be set to zero and the available capacities shall be released for the intraday market time-frame on the concerned bidding zone border(s) in accordance with Article 4.3.
3. In case an event occurs pursuant to Article 4.2, the CCR Hansa TSOs shall initiate the applicable intraday fallback option.
  - a. If one or more Hansa but no Nordic CCR bidding zone border(s) are impacted by the SDAC decoupling incident, the available capacities on the impacted bidding zone border(s) shall be released for IDA1, if the following applies:
    - a. IDA1 is not canceled and
    - b. The problem that caused the decoupling incident impacting the Hansa bidding zone border(s) has been resolved in time for IDA1.

If these requirements are not met, the available capacity shall instead be released for intraday continuous trading as soon as possible.

- b. If all Hansa bidding zone borders and all Nordic CCR bidding zone borders are impacted by the SDAC decoupling incident, the available capacities for all the Hansa bidding zone borders shall be released for intraday continuous trading as soon as possible .
4. All NEMOs performing MCO functions for the bidding zone borders in CCR Hansa shall, in cooperation with the CCR Hansa TSOs, submit an incident report in case of application of the fallback procedures to the relevant NRAs in CCR Hansa.

#### **Article 5 Implementation**

The arrangements described in Article 4 shall be implemented no later than 3 months after the approval of the document for the establishment of Fallback Procedures by the National Regulatory Authorities of CCR Hansa. The fallback procedure for the bidding zone border SE4 – DE/LU shall be implemented simultaneously with the implementation of the single intraday coupling for this bidding zone border in accordance with Article 8(1) of the CACM Regulation.

#### **Article 6 Language**

The reference language for this document is English. To avoid any doubt, where TSOs need to translate this document into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 9 (14) of the CACM Regulation and any version in another language, the concerned TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant National Regulatory Authorities with an updated translation of the document.