

V SEC 02/18

PA 31578/19

Austrian Power Grid AG  
Vorstand  
IZD-Tower  
Wagramer Straße 19  
1220 Wien

per RSb

## B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 30.11.2018, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 6.12.2018, geführten Verfahren ergeht gemäß Art. 9 Abs. 7 lit. d iVm und Art. 56 Abs. 1 Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABI. Nr. L 197 vom 25.7.2015, S. 24 iVm § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl I Nr 110/2010 idF 108/2017, nachstehender

### I. Spruch

Die Regulierungsbehörde genehmigt die von allen Übertragungsnetzbetreibern ausgearbeitete Methode für die Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche, die sich aus der einheitlichen Intraday Marktkopplung ergeben („All TSOs' proposal for calculating scheduled exchanges resulting from the single intraday coupling in accordance with Article 56(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“). Der Vorschlag der Methode bildet als Beilage .1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

## II. Begründung

### II.1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Das Ziel der am 14.08.2015 in Kraft getretenen Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl L 197 vom 25.7.2015, S. 24 (**CACM-VO**) besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead und Intraday-Märkten.

Die CACM-VO definiert Grundlagen für die Berechnung und die Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten auf dem Day-Ahead-Markt und auf dem Intraday-Markt durch die Schaffung von einheitlichen und koordinierten Methoden. Das gesamteuropäische Zielmodell für die Vergabe von Kapazitäten auf dem Day-Ahead- und dem Intraday-Markt ist die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (Single-Day-Ahead-Coupling – **SDAC**) sowie die einheitliche Intraday-Marktkopplung (Single-Intraday-Coupling – **SIDC**) gemäß Art. 38 und 51 ff. CACM-VO.

Die CACM-VO legt für die Umsetzung dieses Zielmodells verschiedene Rollen, Aufgaben und Verantwortlichkeiten fest. So sind NEMOs<sup>1</sup> in ihrer Rolle als Marktkopplungsbetreiber für die Einrichtung und den Betrieb der SDAC und der SIDC in Absprache mit den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern (UNB) verantwortlich.

Der gegenständliche Vorschlag aller europäischen Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) für eine Methode zur Berechnung der fahrplanbezogenen Austauschleistungen, die sich aus der einheitlichen Intraday-Marktkopplung ergeben, umfasst eine gemeinsame Berechnungsmethode für die fahrplanbezogenen Austauschleistungen zwischen Gebotszonen, zwischen Fahrplangebieten und zwischen NEMO Trading Hubs<sup>2</sup>, die aufbauend auf den Ergebnissen der SDAC berechnet werden.

Dabei ist gemäß Art. 2 Z. 32 CACM-VO unter einem „fahrplanbezogenen Austausch“ die „für jede Marktzeiteinheit und für eine bestimmte Richtung fahrplanmäßig geplante Stromübertragung zwischen geografischen Gebieten“ zu verstehen.

Da lediglich Fahrplangebiete und Gebotszonen geografische Gebiete darstellen, bezeichnet „fahrplanbezogener Austausch zwischen NEMO Trading Hubs“ gemäß Annex I Art. 2 Abs. 2 lit. u. ACER-Entscheidung 08/2018 die „fahrplanbezogene Stromübertragung zwischen NEMO Trading Hubs, die innerhalb von bzw. zwischen Fahrplangebieten oder Gebotszonen erfolgt“.

---

<sup>1</sup> Nominated Electricity Market Operator (**NEMO**) bezeichnet gemäß Art. 2 Z. 23 CACM-VO eine Funktionseinheit, die von der zuständigen Behörde für die Ausübung von Aufgaben im Zusammenhang mit der SDAC oder der SIDC benannt wurde.

<sup>2</sup> NEMO Trading Hub bezeichnet gemäß der ACER-Entscheidung 08/2018 vom 26.7.2018 zum Vorschlag aller NEMOs gemäß Art. 37 Abs. 5 CACM-VO für den Preiskopplungsalgorithmus und den Abgleichsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel (**ACER-Entscheidung 08/2018**), Annex I, Art. 2 Abs. 2 lit. p einen virtuellen Handelsplatz, an dem alle von einem NEMO erhaltenen Aufträge zur Lieferung in einem spezifischen Fahrplangebiet gesammelt werden.

## **II.2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags**

### **II.2.a. Verfahrensablauf**

Das gegenstandliche Genehmigungsverfahren betrifft die Genehmigung des gemeinsamen Vorschlags aller ÜNB für eine Methode für die Berechnung der fahrplanbezogenen Austausch, die sich aus der einheitlichen Intraday Marktkopplung ergeben gemäß Art 56 Abs. 1 CACM-VO (**Vorschlag**) (Beilage /1)

Der Vorschlag ist am 14.3.2018 bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde eingelangt. Am 7.9.2018 wurde im Rahmen der Taskforce CACM von allen Regulierungsbehörden, die für die Genehmigung zuständig sind, beschlossen, hinsichtlich des eingereichten Vorschlags Abänderungen gemäß Art 9 Abs. 12 CACM-VO zu verlangen.

Die ÜNB sind dieser Aufforderung aller Regulierungsbehörden nachgekommen. APG beantragte mit Schreiben vom 30.11.2018, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 6.12.2018, die Genehmigung der im Sinne der Aufforderung aller Regulierungsbehörden abgeänderten Methode gemäß Art 56 Abs. 1 CACM-VO zur Berechnung der fahrplanbezogenen Austausch, die sich aus der einheitlichen Intraday Marktkopplung ergeben („All TSOs' proposal for calculating scheduled exchanges resulting from the single intraday coupling in accordance with Article 56(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“, Beilage /1)

Am 8.2.2019 wurde dieser abgeänderte Vorschlag im Rahmen des „Energy Regulators' Forum“ (ERF) zwischen allen Regulierungsbehörden, die gemäß Art 9 Abs. 7 lit. d CACM-VO den Vorschlag genehmigen müssen, abgestimmt und genehmigt. Die erzielte Einigung im ERF wurde in einem Positionspapier („Approval of All Regulatory Authorities agreed at the Energy Regulators' Forum on the all TSOs' proposal for calculating scheduled exchanges resulting from the single intraday coupling in accordance with Articles 56(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“, Beilage /2) zusammengefasst. Dieses Positionspapier bildet die Grundlage für die gegenstandliche Genehmigungen.

### **II.2.b. Sachverhalt**

Die Antragstellerin ist Regelzonenführer iSd § 7 Abs. 1 Z. 60 EIWOG 2010 und betreibt gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 auf Basis eines Kooperationsabkommens auch die Regelzone der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (**VUEN**). Vor diesem Hintergrund treffen die Antragstellerin die in § 23 Abs. 2 Z. 1 bis 25 EIWOG 2010 festgelegten Pflichten für Regelzonenführer. Diese Pflichten umfassen unter anderem,

- die Bereitstellung der Systemdienstleistung (Leistungs-Frequenz-Regelung) entsprechend den technischen Regeln, wie etwa der ENTSO-E, wobei diese Systemdienstleistung von dritten Unternehmen erbracht werden kann;

- die Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in Übertragungsnetzen, weiters die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit
- für Zwecke der Kapazitätsvergabe und der Überprüfung der Netzsicherheit auf regionaler Ebene über ein oder mehrere integrierte Systeme zu verfügen, die sich auf einen oder mehrere Mitgliedstaaten erstrecken,
- regional und überregional die Berechnungen von grenzüberschreitenden Kapazitäten und deren Vergabe gemäß den Vorgaben der Verordnung 2009/714/EG zu koordinieren,
- die Vorlage der Regeln für das Engpassmanagement einschließlich der Kapazitätszuweisung an den grenzüberschreitenden Leitungen sowie jede Änderung dieser Regeln zur Genehmigung an die Regulierungsbehörde,
- die Fahrplanabwicklung mit anderen Regelzonen,
- Messungen von elektrischen Größen an Schnittstellen seines Elektrizitätsnetzes und Übermittlung der Daten an den Bilanzgruppenkoordinator und andere Netzbetreiber,
- den Abruf der Erzeugungsanlagen zur Aufbringung von Regelenergie
- den physikalischen Ausgleich zwischen Aufbringung und Bedarf in dem von ihnen abzudeckenden System sicherzustellen
- Verträge über den Datenaustausch mit anderen Netzbetreibern, den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie den Bilanzgruppenkoordinatoren und anderen Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln abzuschließen
- in Zusammenarbeit mit anderen Regelzonenführern unter Austausch der erforderlichen Daten eine regionale Betriebsplanung durchzuführen und koordinierte Netzbetriebssicherheitssysteme zu verwenden

APG ist weiters LFR-Block-Beobachter<sup>3</sup> iSd Art 3 Abs 2 Z 139 SO-VO<sup>4</sup> des Leistungs-Frequenz-Regelblocks<sup>5</sup> „APG“, der einzig aus der Leistungs-Frequenz-Regelzone<sup>6</sup> „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet<sup>7</sup> „APG“ besteht Dies

---

<sup>3</sup> LFR-Block-Beobachter bezeichnet gemäß Art 3 Abs 2 Z 139 SO-VO einen für die Erhebung der Daten für die Bewertungskriterien für die Frequenzqualität eines LFR-Blocks und für die Anwendung dieser Kriterien zuständigen UNB

<sup>4</sup> Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 28.8.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABI L 220 vom 25.8.2017 Seite 1 (SO-VO)

<sup>5</sup> Leistungs-Frequenz-Regelblock oder kurz LFR-Block bezeichnet gemäß Art 3 Abs 2 Z 18 SO-VO einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das physisch durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Blocken abgegrenzt wird, eine oder mehrere LFR-Zonen umfasst und von einem oder mehreren UNB betrieben wird, der/die die Verpflichtung zur Leistungs-Frequenz-Regelung erfüllt/erfüllen

<sup>6</sup> Leistungs-Frequenz-Regelzone oder kurz LFR-Zone bezeichnet gemäß Art 3 Abs 2 Z 12 SO-VO einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Zonen abgegrenzt ist und von einem oder mehreren UNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen zur Leistungs-Frequenzregelung erfüllt/erfüllen

<sup>7</sup> Monitoring-Gebiet bezeichnet gemäß Art 3 Abs 2 Z 145 SO-VO einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das durch Messpunkte an Verbindungsleitungen von anderen Monitoring-Gebieten abgegrenzt wird und der/das von einem oder mehreren UNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen für das Monitoring-Gebiet erfüllt/erfüllen

ist in Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der UNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art 141 Abs 2 SO-VO – genehmigt durch Bescheid der Regulierungsbehörde vom 31.8.2018 zu GZ V LFCD 01/18 – festgelegt. Als LFR-Block-Beobachter werden APG gemäß Art 3 Abs. 2 Z 139 SO-VO auf unionaler Ebene – vergleichbar mit § 23 Abs 2 EIWOG 2010 auf nationaler Ebene – die Aufgaben eines RZF übertragen.

Der von allen europäischen ÜNB erstellte Vorschlag wurde von 3.11.2017 bis 3.12.2017 im Rahmen der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) konsultiert und am 23.11.2017 in einem eigens dafür abgehaltenen Workshop diskutiert.

### **II.2.c. Zulässigkeit des Antrags**

Die Zuständigkeit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) als Regulierungsbehörde für die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft für die Genehmigung gemäß Art 9 Abs 7 lit d CACM-VO iVm Art 56 Abs 1 CACM-VO ergibt sich aus § 21 Abs 1 Z 8 E-ControlG. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs 1 E-ControlG.

Aufgrund der durch § 23 Abs 2 EIWOG 2010 getroffenen nationalen Aufgabenzuweisung an die Antragstellerin, nimmt VUEN als UNB keine Funktion iSd Art 1 Abs 3 CACM-VO wahr, die für die Verpflichtung gemäß Art 56 Abs 1 CACM-VO relevant ist. Vor diesem Hintergrund ist die Antragstellerin antragslegitimiert.

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

### **II.3. Rechtliche Beurteilung**

Gemäß Art 56 Abs 2 CACM-VO ist in gegenständlichem Vorschlag die Berechnung zu beschreiben und anzuführen, welche Angaben die betreffenden NEMOs dem Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs innerhalb welcher Frist zu übermitteln haben.

Die Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche zwischen Gebotszonen, zwischen Fahrplangebieten und zwischen NEMO Trading Hubs wird in Art 4 des Vorschlags beschrieben. In Art 3 Abs. 2 des Vorschlags sind die von allen NEMOs an alle ÜNB zu übermittelnden, aus der SIDC resultierenden Informationen aufgeführt. Der Vorschlag entspricht somit den Vorgaben der CACM-VO.

Gemäß Art. 56 Abs 3 CACM-VO muss der Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche eine einheitliche Nettoposition für jede Gebotszone und Marktzeiteinheit innerhalb des Intraday-Markts zugrunde liegen, die entsprechend der Vorgaben des Art 52 Abs 1 lit b CACM-VO vom Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel zu berechnen ist.

Gemäß Art 3 Abs 1 des Vorschlags stellt die Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche einen integralen Bestandteil des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel nach der Algorithmus-Methode dar. Die von dem Abgleichungsalgorithmus ebenfalls berechnete einheitliche Nettoposition für jede an der SIDC teilnehmende Gebotszone und jede Marktzeiteinheit wird gemäß Art 3 Abs 2 des Vorschlags gemeinsam mit den berechneten fahrplanbezogenen Austauschen von allen NEMOs an alle UNB übermittelt.

Art. 56 Abs 4 CACM-VO fordert, dass die Methode zur Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche von den UNB, die die Methode anwenden, spätestens zwei Jahre nach der Genehmigung zu überprüfen ist. Danach hat alle zwei Jahre auf Ersuchen der zuständigen Regulierungsbehörden eine Überprüfung der Methode zu erfolgen.

Der gegenständliche Vorschlag erfüllt die Vorgaben der CACM-VO, indem dessen Art 4 Abs. 5 eine regelmäßige Überprüfung der in der SIDC verwendeten Kostenkoeffizienten durch die UNB und NEMOs vorschreibt, die mindestens alle zwei Jahre stattzufinden hat. Darüber hinaus werden die nationalen Regulierungsbehörden über sämtliche Änderungen der Kostenkoeffizienten unterrichtet.

Der Vorschlag enthält in Art 5 einen Zeitplan für seine Umsetzung und beschreibt in Erwägungsgrund 11 detailliert die voraussichtlichen Auswirkungen auf die Ziele der CACM-VO. Somit erfüllt er die Voraussetzungen des Art 9 Abs 9 CACM-VO.

Vor dem Hintergrund der obigen Erwägungen ist der eingereichte Vorschlag zu genehmigen.

### **III. Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten.

Im Falle einer Beschwerde wird ersucht, die Eingabegebühr von EUR 30,- gemäß § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idgF iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl II 387/2014, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

#### IV. Gebührenhinweis

Es wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idgF, und die Beilagengebühr von EUR 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 GebG, insgesamt sohin **EUR 36,10** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201** zu überweisen (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz 1957 iVm GebG-ValV 2011, BGBl II 191/2011).

Energie-Control Austria  
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 10.9.2019

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.  
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer  
Vorstandsmitglied

#### Beilagen:

Beilage./1: All TSOs' proposal for calculating scheduled exchanges resulting from the single intraday coupling in accordance with Article 56(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management

Beilage./2: Approval of All Regulatory Authorities agreed at the Energy Regulators' Forum on the all TSOs' proposal for calculating scheduled exchanges resulting from the single intraday coupling in accordance with Article 56(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management

#### Ergeht als Bescheid an:

Austrian Power Grid AG  
Vorstand  
IZD-Tower  
Wagramer Straße 19  
1220 Wien  
per RSb.