

V AUK 01/20

PA 1737/20

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

per Acta Nova mit Zustellnachweis

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 29.5.2020 auf Genehmigung der Anpassung des allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, dass auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen der Region Central-West-Europe beruht geführten Verfahren ergeht gemäß § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl. I 110/2010 idF BGBl. I 108/2017 iVm Art. 50 Abs. 2 Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABI. L 158, vom 14.6.2019, Seite 54 nachstehender

I. Spruch

Die Regulierungsbehörde genehmigt die Anpassung des allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, dass auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen der Region Central-West-Europe beruht gemäß Art. 50 Abs. 2 Verordnung (EU) 2019/943. Das angepasste Modell für die Berechnung

der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der Region Central-West-Europe bildet als Beilagen .1, .2, .3 und .4 einen Bestandteil dieses Bescheides.

II. Begründung

II.1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Verordnung (EU) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 54 (**EIBM-V**) legt Vorschriften fest, mit denen das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sichergestellt werden sollen. Die EIBM-V zielt nach deren Art. 1 unter anderem darauf ab

- die Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der Energieunion und insbesondere des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 sicherzustellen;
- die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbieter und Stromkunden diskriminierungsfreien Marktzugang zu ermöglichen;
- die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte, voranzutreiben bzw. herbeizuführen; und
- die Erleichterung der Herausbildung eines gut funktionierenden und transparenten Großhandelsmarkts, der zu einem hohen Maß an Stromversorgungssicherheit beiträgt und die Bereitstellung von Mechanismen zur Harmonisierung der Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel zu ermöglichen.

Zur Erreichung dieser Ziele enthält die Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. L 197, vom 25.7.2015, Seite 24 (**CACM-V**) detaillierte Leitlinien für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und für das Engpassmanagement auf dem Day-Ahead (**DA**) – und Intraday (**ID**) – Markt (vgl. Erwägungsgrund 16 EIBM-V).

Der Regelungsrahmen der CACM-V umfasst nichtdiskriminierende Vorschriften über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und harmonisierte Mindestvorschriften für die einheitliche DA- und ID- Marktkopplung. Dies zielt darauf ab ein effizientes und modernes System der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements zu ermöglichen, um Verbrauchern den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern, eine effizientere Nutzung des Netzes zu ermöglichen und den Wettbewerb zu verbessern (vgl. Erwägungsgrund 3 CACM-V).

Art. 50 Abs. 1 EIBM-V verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) ein Verfahren für die Koordinierung und den Informationsaustausch einzurichten, um die Netzsicherheit im Rahmen des Engpassmanagements zu gewährleisten. Gemäß Art. 7 EIBM-V haben ÜNB gemeinsam mit den nominierten Strommarktbetreibern (**NEMO**) die Verwaltung der integrierten DA- und ID-Märkte gemäß der CACM-V zu organisieren.

Art. 20 Abs. 1 CACM-V sieht die Einführung einer lastflussgestützten Kapazitätsberechnungsmethode für den DA-Marktzeitbereich und für den ID-Marktzeitbereich durch die ÜNB einer jeden gemäß Art. 15 CACM-V definierten Kapazitätsberechnungsregion (**CCR**) vor.

Diese Methode wäre von den ÜNB der (hier einschlägigen) CCR Core¹ gemäß Art. 20 Abs. 2 CACM-V spätestens zehn Monate nach der Genehmigung des Vorschlags gemäß Art. 15 Abs. 1 CACM-V, dies wäre der 17.9.2017 gewesen, zur Genehmigung gemäß Art. 6 Abs. 7 lit. a CACM-V bei den zuständigen Regulierungsbehörden der CCR Core einzureichen gewesen. Die ÜNB sind dieser Verpflichtung bis zum Zeitpunkt der gegenständlichen Genehmigung nicht nachgekommen.

Vor diesem Hintergrund ist der gegenständliche Antrag auf Genehmigung der Änderungen der Anpassung des allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen der Region Central-West-Europe beruht (**CWE**) gemäß Art. 50 Abs. 2 EIBM-V (alle gemeinsam: **CWE Genehmigungsdokumente**), nötig um den stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb in der CWE-Region bis zur vollen Umsetzung des Regelungsrahmen der CACM-V zu gewährleisten.

In der CWE-Region wird von den CWE ÜNB² für die Berechnung der DA-Übertragungskapazitäten und der Sicherheitsmargen ein sogenanntes lastflussbasiertes Verfahren (*flow-based*) angewandt. Diese Methodik ist in den antragsgegenständlichen CWE-Genehmigungsdokumenten beschrieben. Bei der gemeinsamen lastflussbasierten Marktkopplung der CWE-Region wird (ausschließlich)³ die DA-Übertragungskapazität algorithmisch berechnet (bzgl. der ID-Marktzeiteinheit siehe unten). Anhand eines Netzmodells und des Handelsergebnisses wird eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Dabei wird nicht nur eine einzelne Grenze, sondern es werden alle sich im betrachteten Bereich ergebenden Stromflüsse unter Berücksichtigung der für den Handel relevanten Leitungen mit einbezogen. Das CWE lastflussbasierte Marktkopplungsprojekt ist als vorzeitige Umsetzung der Regelungen der CACM-V hinsichtlich des DA-Marktzeitbereichs vorgesehen gewesen und wird aufgrund der eben beschriebenen Verzögerungen des Umsetzungsprozesses der CACM-V weiterbetrieben.

¹ Die gegenständlich relevante **CCR Core** wurde durch ACER-Beschluss 06-2016 vom 17.11.2016 in der Fassung des ACER-Beschlusses 04/2019 vom 1.4.2019 festgelegt und besteht aus den Staaten Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Deutschland, Österreich, Polen, Tschechien, Slowakei, Slowenien, Kroatien, Rumänien und Ungarn.

² Dies sind: Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Deutschland), Creos Luxembourg S.A. (Luxemburg), RTE (Frankreich), Elia (Belgien), TenneT TSO B.V. (Niederlande) und Austrian Power Grid AG (Österreich).

³ Im Gegensatz zum Regelungsrahmen der CACM-V, welcher sowohl den DA-Marktzeitbereich als auch den ID-Marktzeitbereich abdeckt.

Diese Berechnung und Vergabe der DA-Übertragungskapazitäten in der CWE-Region wurde um die Kapazitätsvergabe im ID-Marktzeitbereich ergänzt. Die Vergabe von Übertragungskapazitäten im ID-Marktzeitbereich basiert auf einem sogenannten *increase-decrease*-Ansatz, d.h. es besteht derzeit in der CWE-Region noch keine Marktkopplung im ID-Marktzeitbereich, welche dem Regelungsrahmen der CACM-V entspricht. Wie im Fall der DA-Marktkopplung der CWE-Region ist dieser Ansatz für den ID-Marktzeitbereich als vorzeitige Umsetzung der Regelungen der CACM-V hinsichtlich vorgesehen gewesen und wird aufgrund der oben beschriebenen Verzögerungen des Umsetzungsprozesses der CACM-V weiterbetrieben.

Die Regulierungsbehörde hat in diesem Zusammenhang die folgenden Genehmigungen bzw. Anpassungen vorgenehmigter Dokumente vorgenommen:

- Die Regulierungsbehörde hat mit Bescheid vom 30.9.2016 zu GZ V AUK 04/16 zum Zwecke der vollständigen Integration der Regelzone von APG in das CWE „Flow Based Market Coupling“ (lastflussbasierte Marktkopplung) erstmalig die CWE Genehmigungsdokumente genehmigt.
- Mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 31.8.2018 zu GZ V AUK 01/18 wurden Anpassungen der CWE Genehmigungsdokumente genehmigt, die im Zuge der Einführung der Engpassbewirtschaftung an der Grenze Österreich-Deutschland (**AT-DE**) nötig wurden.
- Mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 8.5.2019 zu GZ V AUK 01/19 wurden Anpassungen der CWE Genehmigungsdokumente, die im Zuge der Umsetzung der Multiple NEMO Arrangements und der Aufnahme der Grenze AT-DE in den Increase/Decrease Prozess im ID-Marktzeitbereich nötig wurden, genehmigt.

Die erneut zur Genehmigung eingereichten Anpassungen wurden insbesondere aufgrund der Aufnahme der Grenze zwischen den Gebotszonen Deutschland/Luxemburg und Belgien in das CWE Flow-Based Market Coupling, der Integration des ALEGrO-Kabels⁴ sowie dem Inkrafttreten der EIBM-V nötig.

II.2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

Folgender Sachverhalt und Verfahrensablauf steht auf Grund des schriftlichen Vorbringens der Austrian Power Grid AG (**APG**) sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

II.2.a. Verfahrensverlauf

APG beantragte mit Schreiben vom 29.5.2020 die Genehmigung der Anpassung der folgenden CWE Genehmigungsdokumente

- “Documentation of the CWE FB MC solution: July 2020 – version 5.0” (**DA Approval Documents**)
(Beilage./1)

⁴ Das Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (**ALEGrO**) ist ein Gleichstrom-Erdkabel, welches das deutsche und belgische Übertragungsnetz verbindet.

- “Congestion income allocation under Flow-Based Market Coupling, CWE Market Coupling, Version 4.0, 30.4.2020” (**CWE CID Methode**)
(Beilage./2)
- “CWE methodology for capacity calculation for the Intraday timeframe”

APG hat im Antrag vom 29.5.2020 die genehmigungsrelevante CWE ID Methode nicht beigelegt; der Antrag war sohin unvollständig.

Mit Schreiben vom 29.7.2020 ergänzte APG den ursprünglichen Genehmigungsantrag und legte ergänzend folgendes Dokument zur Genehmigung durch die Regulierungsbehörde vor:

- CWE TSO’s methodology for capacity calculation for the Intraday timeframe, Version 3.0, 10.7.2020” (**CWE ID Methode**)
(Beilage./3)

Der vorliegende Antrag zur Genehmigung der Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente wurde zwischen den CWE ÜNB und den CWE NRAs im Vorfeld abgestimmt und koordiniert. Die CWE NRA haben sich in den zuständigen Arbeitsgremien ausgetauscht und eng abgestimmt. Die Vertreter der CWE NRA haben sich schließlich am 13.7.2020 darauf geeinigt und bekundet, den Antrag zur Genehmigung der Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente zu genehmigen. Diese Einigung ist im *“Common position paper of CWE NRAs on the update of the day-ahead Flow-Based Market Coupling methodology, intraday ATC extraction methodology and Congestion Income Allocation methodology to integrate requirements of the Electricity Regulation recast (Regulation (EU) 2019/943) and reflect the inclusion of the ALEGrO HVDC cable between Belgium and Germany, 13 July 2020”* (**CWE NRA Positionpaper**) dokumentiert und bildet als Beilage./4 Grundlage der gegenständlichen Genehmigung.

II.2.b. Sachverhalt

APG und die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (**VÜN**) betreiben Übertragungsnetze iSd § 7 Abs. 1 Z 70 EIWOG 2010, BGBl I 110/2010 idF 108/2017 in Österreich und sind sohin Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) iSv § 7 Abs. 1 Z 70 EIWOG 2010. APG betreibt auf Basis eines Kooperationsabkommens auch die Regelzone der VÜN.

II.2.c. Zulässigkeit des Antrags

Die Zuständigkeit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) als Regulierungsbehörde ergibt sich aus Art. 2 Z 2 EIBM-V iVm Art. 57 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABI. L 158, vom 14.6.2019, Seite 125 (**EIBM-R**) iVm Art. 50 Abs. 2 EIBM-V iVm § 2 E-ControlG. Die Zuständigkeit des Vorstandes der Regulierungsbehörde folgt aus § 7 Abs. 1 E-ControlG.

APG ist als ÜNB iSd § 7 Abs. 1 Z 70 und als Regelzonenführer iSd § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 Betriebsverantwortlicher ÜNB für alle Übertragungsnetze in Österreich und sohin gemäß Art. 50 Abs. 2 Verordnung (EU) 2019/943 antragslegitimiert.

Der Antrag auf Annahme des Berichtes gemäß Art. 50 Abs. 2 EIBM-V von APG ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der EIBM-V, gewahrt worden.

II.3. Rechtliche Beurteilung

Gemäß Art 50 Abs. 2 EIBM-V sind die von den ÜNB verwendeten Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandards öffentlich bekannt zu machen. Zu den veröffentlichten Informationen gehört ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht. Derartige Modelle sind durch die Regulierungsbehörden zu genehmigen.

Die gegenständliche Anpassung der CWE Genehmigungsdokumente wurde zwischen den CWE ÜNB und den CWE NRA abgestimmt und von den CWE NRAs in einem gemeinsamen Positionspapier (Beilage./4) festgehalten.

Die CWE Genehmigungsdokumente wurden zuletzt mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 8.5.2019 zu GZ V AUK 01/19 genehmigt. Die eingereichten Dokumente entsprechen, außer den im Folgenden einzeln beurteilten Änderungen der vorgenehmigten Version der CWE Genehmigungsdokumente. Hinsichtlich der nicht angepassten Teile der CWE Genehmigungsdokument sei hier auf die rechtliche Beurteilung des eben angeführten Bescheides verwiesen.

Die gegenständlich zur Genehmigung vorgelegten Anpassungen der CWE Genehmigungsdokumente (Beilagen/.1 bis 3) erfüllen die unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs:

- **DA Approval Documents**
 - 70%-Ziel des Art. 16 Abs. 8 EIBM-V: Der Anforderung des Art. 16 Abs. 8 EIBM-V zumindest 70% der verfügbaren Kapazität an Grenzkopplungsstellen dem Markt zur Verfügung zu stellen, wird in der CWE-Region auf nationaler Ebene mit den jeweils adäquaten Instrumenten entsprochen (z.B. Aktionsplänen gemäß Art. 15 EIBM-V, Freistellungen gemäß Art. 16 Abs. 3 und/oder 9 EIBM-V). Diese länderspezifischen Instrumente machen eine Anpassung der DA-Kapazitätsberechnung der CWE-Region erforderlich. Die zur Genehmigung eingereichte Methode sieht vor, dass jeder CWE-ÜNB eigenständig Mindestkapazitätswerte für seine betroffenen kritischen Netzelemente definiert, welche in der Folge in der CWE Kapazitätsberechnungsmethode berücksichtigt werden. Die in den DA Approval Documents beschriebene Methode legt sohin keinen allgemeingültigen Mindestkapazitätswert fest, da die Verantwortung für die Einhaltung des 70%-Ziels beim jeweiligen ÜNB liegt und durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde durchgesetzt wird. Diese Anpassungen der DA Approval Documents an die Vorgaben der EIBM-V entspricht nach Ansicht der Regulierungsbehörde den

unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs.

- Umstellung von Flow-Based Intuitive (FBI) zu Flow-Based Plain (FBP)-Ansatz: Der derzeitige FBI-Ansatz wird durch die vorliegenden DA Approval Documents auf einen FBP Ansatz umgestellt. Dies wird damit begründet, dass der derzeit in Anwendung befindliche FBI-Ansatz keine Vorteile für die Marktteilnehmer generiert, während die negativen Auswirkungen des FBI-Ansatzes auf die Leistung des europäischen Euphemia Marktkopplungsalgorithmus (z.B. längere Berechnungszeit, insbesondere durch die Einbeziehung des ALEGrO-Kabels in den CWE-lastflussbasierten Berechnungsansatz) und damit einhergehenden Einschränkungen der Transparenz diese Umstellung rechtfertigen. Weiters wird durch die beantragte Umstellung auf den FBP-Ansatz die Versorgungssicherheit gestärkt. Dieses Vorbringen ist für die Regulierungsbehörde nachvollziehbar und erfüllt die unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs.
- Extended Long Term Allocation (LTA): Die gegenständlich beantragte Anpassung des LTA-Ansatzes verringert die derzeit bestehenden Einschränkungen des europäischen Euphemia Marktkopplungsalgorithmus. Nach der Implementierung des LTA-Ansatzes werde die Leistung des europäischen Euphemia Marktkopplungsalgorithmus verbessert. Diese Anpassung entspricht nach Auffassung der Regulierungsbehörde den unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs. Insbesondere wird durch die beantragten Anpassungen die koordinierte Kapazitätsberechnung in der CWE-Region effizienter und fördert dadurch den sicheren Netzbetrieb.
- **CWE CID Methode**
 - Die derzeit in Geltung befindliche CWE CID Methode hat sich in den vergangenen Jahren als angemessen und effizient erwiesen und wird gegenständlich lediglich an die Inbetriebnahme des neuen ALEGrO-Kabels an der deutsch-belgischen Grenze angepasst. Der in der geänderten Methodik angewendete Ansatz basiert auf zwei virtuellen Gebotszonen, die ALEGrO zugeordnet sind. Dies entspricht der Anforderung der Festlegung harmonisierter Grundsätze für Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und für die Vergabe der auf den Verbindungsleitungen verfügbaren Kapazitäten. Vor diesem Hintergrund ist die Regulierungsbehörde der Auffassung, dass die zur Genehmigung vorgelegte CWE CID Methode den unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs entspricht.
- **CWE ID Methode.**

- Die aktuelle CWE-ID-Kapazitätsberechnung basiert auf einer Extraktion von ID-ATCs⁵ aus der DA-lastflussbasierten Domäne nach den Marktkopplungsergebnissen des DA-Marktes. Seit dem ersten Quartal 2016 nutzen CWE-ÜNB den sogenannten „increase-decrease“-Prozess, um die ID-Kapazitäten über die DA-Restkapazitäten hinaus zu erhöhen, wenn festgestellt wird, dass auf der Grundlage aktualisierter Prognosen zusätzliche Kapazität für den ID-Marktzeitbereich bereitgestellt werden kann oder auch um diese ID-Kapazitäten in Ausnahmesituationen zur Erhaltung der Betriebssicherheit zu verringern. Die zur Genehmigung vorgelegte CWE ID Methode sieht insbesondere im Lichte des 70%-Ziel des Art. 16 Abs. 8 EIBM-V die Einführung einer Extraktion der ID-Kapazitätswerte aus einer modifizierten DA-lastflussbasierten Domäne vor, wobei die Mindestmarge auf Netzelementen, die für den grenzüberschreitenden Austausch garantiert wird, auf 20% der maximalen Übertragungskapazität der CNEC begrenzt wird. Hinzu kommt eine Selbstverpflichtung der ÜNBs, eine LTA-Abdeckung beizubehalten. Dies wird um eine quartalsmäßige Berichtspflicht der ÜNB an die zuständigen Regulierungsbehörden der CWE-Region ergänzt. Die beantragten Änderungen sind Kernelemente für eine sichere und transparente Kapazitätsvergabe- und Berechnungsabwicklung im ID-Marktzeitbereich der CWE-Grenzen. Dies entspricht nach Ansicht der Regulierungsbehörde den unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs und ist sohin zu genehmigen.

-

Vor diesem Hintergrund tragen die von der Antragstellerin zur Genehmigung eingereichten Dokumente der Erfüllung der oben unter Punkt II.1 in Art 1 EIBM-V festgelegten Ziele bei. Auf Basis des oben Ausgeführten ist dem Antrag zur Genehmigung vorgelegten Anpassungen der CWE Genehmigungsdokumente (Beilagen/.1 bis 3) stattzugeben.

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

⁵ Average Transfer Capacity.

Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird ersucht, die Eingabegebühr von **EUR 14,30** gem. § 14 TP 6 Abs. 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF, und die Beilagegebühr von **EUR 159,70** für acht Beilagen gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 Gebührengesetz, insgesamt **EUR 174,00** gemäß § 3 Abs. 2 GebG auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.



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

Wien, am 24. September 2020

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

elektronisch gefertigt


Beilagen:

- Beilage./1 Documentation of the CWE FB MC solution: July 2020 – version 5.0
- Beilage./2 Congestion income allocation under Flow-Based Market Coupling, CWE Market Coupling, Version 4.0, 30.4.2020
- Beilage./3 CWE TSO's methodology for capacity calculation for the Intraday timeframe, Version 3.0, 10.7.2020
- Beilage./4 Common position paper of CWE NRAs on the update of the day-ahead Flow-Based Market Coupling methodology, intraday ATC extraction methodology and Congestion Income Allocation methodology to integrate requirements of the Electricity Regulation recast (Regulation (EU) 2019/943) and reflect the inclusion of the ALEGrO HVDC cable between Belgium and Germany, 13 July 2020

Ergeht als Bescheid an:

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

per Acta Nova mit Zustellnachweis

	Unterzeichner	E-Control
	Datum/Zeit-UTC	2020-09-25T07:35:15Z
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.e-control.at/de/econtrol/links/amtssignatur
Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	