

V AUK 04/16

PA 22820/16

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 27.7.2016 auf Genehmigung der vollständigen Integration der Austrian Power Grid AG in das CWE Flow Based Market Coupling geführten Verfahren ergeht gemäß § 21 Abs. 1 Z 8 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl I 110/2010 idF, BGBl I 174/2013 iVm Art. 15 Abs. 2 VO 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABI L 2009/211, 15 nachstehender

### **I. Spruch**

Die Regulierungsbehörde genehmigt das lastflussbasierte Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmargen, das für das CWE Flow Based Market Coupling entwickelt wurde.

## II. Begründung

### II.1. Verfahrensablauf

Die Austrian Power Grid AG (APG) beantragte mit Schreiben vom 27.7.2016, eingelangt am 1.8.2016, die Genehmigung der vollständigen Integration der APG am Flow Based Market Coupling der Central-West-Europe (CWE) Region.

### II.2. Sachverhalt

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des schriftlichen Vorbringens der Antragstellerin sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

Die Antragstellerin ist Übertragungsnetzbetreiberin (ÜNB) iSv § 7 Abs. 1 Z 70 EIWOG und gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 iVm den dazu ergangenen Landesausführungsgesetzen als Regelzonenführer für den Bereich, der von jenen Übertragungsnetzen abgedeckt wird, die von der APG betrieben werden, benannt. Zwischen APG und TIWAG-Netz AG sowie zwischen APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH bestehen Kooperationsabkommen, die eine Betriebsführung der Regelzone durch APG vorsehen.

Seit dem Jahr 2015 wird in der Region CWE von den ÜNB Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Deutschland), Creos Luxembourg S.A., RTE (Frankreich), Elia (Belgien) und TenneT TSO B.V. (Niederlande) für die Berechnung der täglichen Übertragungskapazitäten und der Sicherheitsmargen nicht mehr ein koordiniertes ATC-Verfahren (Available Transfer Capacity) angewandt, sondern ein lastflussbasiertes (Flow Based) Verfahren. Diese wurde von den ÜNB der CWE Region seit dem Jahr 2008 entwickelt.

Lastflussbasierte Marktkopplung ist ein Mechanismus für preiszonenüberschreitendes Engpassmanagement, der bei der Berechnung der Übertragungskapazitäten sowohl technische Aspekte (physische Flüsse insbesondere auf kritischen Netzelementen) als auch Aspekte des Handelns (Handelsströme) berücksichtigt. Die Zuteilung der Übertragungskapazitäten erfolgt implizit, d.h. zeitgleich mit dem Market Clearing an den Börsen.

Vereinfacht dargestellt beinhaltet der Prozess der lastflussbasierten Marktkopplung drei Phasen: Pre-Coupling, Coupling und Post-Coupling, welche von den ÜNB und Börsen umgesetzt werden. Der eigentliche Prozess beginnt mit einer Datenvorbereitungsphase der ÜNB, welche jeder der ÜNB einzeln durchführt. Dabei werden kritische Netzelemente (Critical Branches Critical Outages – CBCO), planerische und technische Parameter der Flüsse [Netzengpassprognosen, Sicherheitsmargen und verschiedene Anpassungswerte (FAV, EC)] sowie Erzeugungs- und andere Daten berücksichtigt. Die so aufbereiteten Daten werden an das Common System (CS) geliefert. Es folgen Flussberechnung-, Verifikations- und Anpassungszyklen des CS und der ÜNB. Nach der letzten Berechnung werden die

Daten an das Börsensystem zur Marktkopplung übergeben. Nach der erfolgten Kapazitätsvergabe und Veröffentlichung der Daten schließt der Prozess mit einer Ex-Post Veröffentlichung ab.

Für die Genehmigung der Implementierung des entwickelten lastflussbasierten Modells erarbeiteten die ÜNB der CWE Region die sogenannten "Original CWE Approval Packages". Der Teil des „Original CWE Approval Packages“ (CWE Approval Package), der die Day Ahead Vergabe betrifft, wurde von den Regulierungsbehörden der CWE Region, der Commission de régulation de l'énergie (CRE, Frankreich), der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA, Deutschland), dem Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR, Luxemburg), der Autoriteit Consument & Markt (ACM, Niederlande), der Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG, Belgien) und von Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control, Österreich) vom 2.6.2014 bis zum 30.6.2014 öffentlich konsultiert.

Im April 2015 wurde in der CWE Region das lastflussbasierte Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge (Day-Ahead Flow Based) von den französischen, deutschen, luxemburgischen, niederländischen und belgischen Regulierungsbehörden genehmigt. Im Mai 2015 erfolgt das Inbetriebnahme des „Day-Ahead Flow Based Market Coupling Modells“ (DA FB MC).

Im November 2015 reichten die ÜNB die Beschreibung einer sog. Interim Methode für kurzfristige Kapazitätsberechnung ("Methodology for capacity calculation for ID timeframe" bzw. ATC ID CC) ein, welche seitens der französischen, deutschen, luxemburgischen, niederländischen und belgischen Regulierungsbehörden zwar genehmigt bzw. freigegeben, aber nicht als Kapazitätsberechnungsmethode, sondern lediglich als eine „Umbewertungsmethode“ qualifiziert wurde.

Das lastflussbasierte Verfahren zur Kapazitätsberechnung wird von den ÜNB in der CWE Region laufend fortentwickelt und verbessert. Im März 2015 veröffentlichten die CWE Regulatoren ein Positionspapier zur lastflussbasierten Marktkopplung in der CWE Region („Position Paper of CWE NRAs on Flow Based Market Coupling“, Stand März 2015), in dem sie Anforderungen für weitere Verbesserungen der lastflussbasierten Methode festlegen.

Bereits im Jahr 2013 wurde im Rahmen der politischen Deklaration („Political Declaration of the Pentalateral Energy Forum“, unterzeichnet am 7 Juni 2013 in Luxemburg) des Pentalateralen Energieforum (PLEF) beschlossen, APG – als Folge der vollwertigen Mitgliedschaft Österreichs im Pentalateralen Forum – in die CWE Projektstruktur vollständig zu integrieren. Zur Integration der APG in die CWE Region wurde in enger Abstimmung mit den anderen CWE ÜNB ein dreistufiger Plan vereinbart, mit dem Ziel, APG voll an den operativen Prozessen in CWE zu beteiligen: (1) Integration der Two Day-Ahead Congestion Forecast (D2CF) Daten in das gemeinsame Netzmodell der CWE Region bis November

2014, (2) Erweiterung der Generation Shift Keys auf die gesamte deutsch-österreichische Gebotszone bis Dezember 2015, (3) Mitberücksichtigung der Critical Branches (CB) der APG in die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung von CWE bis November 2016. Die ersten beiden Schritte schloss APG rechtzeitig ab. Das statische Netzmodell wurde ebenfalls veröffentlicht. Mit Abschluss des letzten Schritts ist APG bereit, technisch an allen Schritten der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode der CWE Region voll teilzunehmen.

Mit dem Genehmigungsantrag wurden die von den ÜNB der CWE Region erarbeitete CWE Approval Package sowie ein APG-spezifisches Paket, das aus einem Hauptdokument sowie fünf Annexen besteht, mit übermittelt. Das CWE Approval Package wurde bereits im Jahr 2015 von den CWE Regulatoren genehmigt und bildet die Grundlage für das CWE Day-Ahead Flow Based Market Coupling.

Das CWE Approval Package beinhaltet eine umfangreiche Beschreibung der Methoden und Prozesse, die im (Day-Ahead) CWE Flow Based Market Coupling angewendet werden sowie zahlreiche Studien und weitere Dokumente, die der Entwicklung und weiteren Verbesserung des Flow Based Market Coupling zugrunde liegen.

Das APG-spezifische Paket ist für die Integration der APG in das CWE Flow Based Market Coupling erstellt worden. Dementsprechend ergänzt es das CWE Approval Package und bildet die Grundlage für die Genehmigung der Integration der APG in das Flow Based Market Coupling. Das APG-spezifische Dokument besteht aus folgenden Teilen:

Im Hauptdokument finden sich APG-spezifische Prozessbeschreibungen sowie Interpretationshilfen für die grundlegenden Genehmigungsdokumente im Hinblick auf die APG-Mitgliedschaft und weiterer veränderter Umstände.

Annex 1 enthält die GSK Studie, die bereits im Zuge des zweiten Integrationsschritts erstellt wurde, durch den APG in die Berechnung der sogenannten GSK integriert wurde. In Zusammenarbeit mit den anderen CWE ÜNB wurde in dieser Studie die Methode sowie die zu erwartenden Auswirkungen dieser Prozesserweiterung dokumentiert.

Annex 2 enthält die APG CB Studie, die im Zuge des dritten Integrationsschritts erstellt wurde. Dieser versetzt APG in die Lage eigene Leitungen als CBs für das Day-Ahead Flow Based Market Coupling zu definieren. Die Studie hat u.a. die Auswirkung dieser Erweiterung untersucht.

Annex 3 enthält den Flow Reliability Margins (FRM) Bericht, der eine Auflistung der von APG auf die eigenen CBs angewendeten FRM enthält und damit bereits bestehende Dokumentationen der anderen CWE ÜNB ergänzt.

Annex 4 enthält das Publication Handbook, das die vom CWE Flow Based Market Coupling durchgeführten Veröffentlichungen beschreibt. Aus dieser aktualisierten Version geht nun auch die Mitgliedschaft der APG eindeutig hervor.

Annex 5 enthält die Monitoring Templates, die exemplarisch Berichte bzw. Daten abbilden, die den nationalen Regulierungsbehörden zur Verfügung gestellt werden. Aus dieser aktualisierten Zusammenstellung geht nun auch die Mitgliedschaft der APG eindeutig hervor.

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

Die schrittweise Integration von Märkten ist wesentlich für das Entstehen eines gemeinsamen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, dessen Verwirklichung maßgebliches Ziel der Europäischen Union ist. Dementsprechend zielen die Vorgaben der VO 714/2009 sowie die auf deren Grundlage erlassene VO (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24.7.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABI L 2015/197, 24 (in der Folge: CACM-VO) u.a. auf die Marktintegration ab. Die gegenständliche Genehmigung bildet den Abschluss des seit dem Jahr 2013 auf ministerieller Ebene unterstützten und seither andauernden Integrationsprozesses der APG in das lastflussbasierte Marktkopplungsprojekt (Flow Based Market Coupling) der CWE Region. Angesichts der gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland ist die Integration ein logischer Schritt und ein weiterer in Richtung Integration des europäischen Strommarktes.

Die gegenständliche Genehmigung ist auf die Bestimmungen der VO 714/2009 zu stützen. Gemäß Art. 15 Abs. 2 VO 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der VO (EG) Nr. 1228/2003, ABI L 2009/211, 15 (in der Folge: VO 714/2009) sind die von den Übertragungsnetzbetreibern 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.

In Hinkunft ist die Methode für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung auf Basis der bereits in Kraft getretenen CACM-VO zu entwickeln und zu genehmigen. Die CACM-VO sieht einen stufenweisen Prozess für die Implementierung der lastflussbasierten Kapazitätsvergabe in der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion vor, der derzeit aber noch nicht abgeschlossen ist, weshalb die Genehmigung noch auf Grundlage der VO 714/2009 zu erteilen ist.

Nach der CACM-VO stellt der Einsatz einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode für Day-Ahead und Intraday Kapazitätsvergaben den Regelfall dar,

andere Verfahren wie ATC- oder NTC-Verfahren (Net Transfer Capacity) bilden die Ausnahme. Dies gilt insbesondere für das eng vermaschte Netz in Kontinentaleuropa. Insofern entspricht das eingereichte Modell – hinsichtlich Day-Ahead – bereits der grundsätzlichen Vorgabe der CACM-VO, wonach die Kapazitätsberechnung lastflussbasiert erfolgen sollte. Derzeit steht die koordinierte lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode nach Art. 20. CACM-VO noch nicht fest. Diese wird von den ÜNB erst entsprechend den Vorgaben der CACM-VO nach der Genehmigung der Kapazitätsberechnungsregionen (Art. 15 CACM-VO) erarbeitet und im Anschluss den zuständigen Regulierungsbehörden gemäß Art. 9 Abs. 7 CACM-VO zur Genehmigung vorgelegt.

Hinsichtlich der Kapazitätsberechnung für Intraday Kapazitätsvergaben durch das eingereichte Modell ist festzuhalten, dass diese zwar eine Verbesserung gegenüber dem bisherigen System darstellt, jedoch nicht alle Kriterien einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung erfüllt. In diesem Zusammenhang wird APG aufgefordert, sich dem „Position Paper of CWE NRAs on Flow Based Market Coupling“ entsprechend, aktiv in den Prozess zur Verbesserung und Weiterentwicklung der lastflussbasierten Methode einzubringen.

Die Teilnahme an der lastflussbasierten Marktkopplung trägt auch grundsätzlich dazu bei, folgende Ziele des Art. 3 CACM-VO zu verwirklichen: die Förderung eines wirksamen Wettbewerbs in den Bereichen Stromerzeugung, -handel und -versorgung (lit a), die Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur (lit b), die Gewährleistung der Betriebssicherheit (lit c), die Optimierung der Berechnung und der Vergabe zonenübergreifender Kapazität (lit d), die Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen (lit f), Beitrag zum effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und Stromsektors in der Union (lit g), Berücksichtigung der Notwendigkeit eines fairen und geordneten Marktes sowie einer fairen und geordneten Preisbildung (lit h), Bereitstellung eines nicht diskriminierenden Zugangs zu zonenübergreifender Kapazität (lit j).

Die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung nutzt die vorhandenen Übertragungskapazitäten effizienter als die Kapazitätsberechnung nach dem ATC- oder NTC-Verfahren. Die Methode baut zum einen auf einem gemeinsamen Netzmodell auf, welches durch eine breite Datengrundlage definiert ist. Die Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells führt auch zu einer Steigerung der Kosteneffizienz sowie der Versorgungssicherheit. Die Methode berücksichtigt dabei die physikalischen Lastflüsse zwischen mehreren Ländern und verwendet diese zur Optimierung. Das zwischen den ÜNBs koordinierte Verfahren ermöglicht zudem eine flexiblere Miteinbindung der erneuerbaren Energiequellen. Durch die präziseren Möglichkeiten des Verfahrens die vorhandene Übertragungsnetzinfrastruktur auszunutzen steigen weiters die Handlungspotentiale – und mittelbar damit auch die Wohlfahrt – als Folge einer effizienteren Nutzung der physikalisch vorhandenen Grenzkapazitäten. Der wesentliche Vorteil gegenüber dem NTC-Verfahren liegt im kombinierten Allokationsprozess

selbst. Die kommerziellen Transaktionen und daraus resultierenden physikalischen Lastflüsse im Übertragungsnetz sind gekoppelt, was eine integrierte Vergabe von Kapazitäten für kommerzielle Transaktionen ermöglicht. Dies ist wiederum aus Marktgesichtspunkten wesentlich. Damit trägt die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung bei, die Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungskapazitäten sowie die Optimierung der Berechnung und der Vergabe zonenübergreifender Kapazität zu verwirklichen.

Nach Punkt 3.5. Anhang I VO 714/2009 umfasst die Kapazitätsberechnung die Koordinierung zwischen den ÜNB einer Region alle Stufen von der Kapazitätsberechnung und der Vergabeoptimierung bis zum sicheren Netzbetrieb. Dabei nutzen sie insbesondere ein gemeinsames Übertragungsnetzmodell, das auf effiziente Weise mit voneinander abhängigen physikalischen Ringflüssen umgeht und Abweichungen zwischen den physikalischen und den kommerziellen Lastflüssen berücksichtigt.

Die ÜNB der CWE Region erfüllen mit der Implementierung der lastflussbasierten Marktkopplung ihre Koordinierungsverpflichtung hinsichtlich Kapazitätsberechnung und sicherem Netzbetrieb. Die Anwendung einer lastflussbasierten Methode für Kapazitätsberechnung erfordert eine enge Abstimmung und eine intensiviertere Zusammenarbeit zwischen den ÜNB der CWE Region, die bereits jetzt zu einer verbesserten Berechnung- und Vergabeabwicklung geführt hat.

In der gemeinsamen Gebotszone zwischen Deutschland, Österreich und Luxemburg. wird seitens deutscher und luxemburgischer ÜNB (Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH und Creos Luxembourg S.A.) bereits seit 2015 das lastflussbasierte Verfahren für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmargen angewandt. Insofern ist auch eine Erweiterung und eine Einbindung des österreichischen Übertragungsnetzes in das verwendete gemeinsame Netzmodell ein notwendiger Schritt, der die Koordinierung zwischen den ÜNB in der CWE Region weiter verbessern wird.

Das lastflussbasierte Verfahren erfüllt auch die unionsrechtlichen und nationalen Vorgaben des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs. Wenn lastflussbasierte Verfahren in einer Region angewendet werden, stellen detaillierte Sicherheitsmargen Eingangsparameter für die Optimierungsschritte bei der Marktkopplung dar. Diese Margen bilden die physische Realität im Netz ab und werden von Netztopologie und von den Marktbewegungen beeinflusst. Dadurch ergibt sich zeitnah ein präzises und realistisches Abbild des sicheren Netzbetriebs. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit haben die ÜNBs eine Reihe Prozeduren definiert, welche in Sondersituationen zur Anwendung kommen.

Art. 15 Abs. 2 S 1 VO 714/2009 verpflichtet die ÜNB die verwendeten Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandards öffentlich bekannt zu machen.

Punkt 5 des Anhang I VO 714/2009 zur Transparenz sieht eine Reihe von Veröffentlichungspflichten der ÜNB hinsichtlich Daten über die Netzverfügbarkeit, des Netzzugangs und der Netznutzung, der Kapazitäten grenzüberschreitender Verbindungsleitungen, Erzeugung, Last und Netzausfälle vor. Diese Transparenzanforderungen werden im CWE lastflussbasierten Marktkopplungsmodell erfüllt. Zum Zwecke der Markttransparenz stellen die ÜNB auf einer gemeinsamen Plattform ein Dienstprogramm sowie mehrere Indikatorenreihen zu Sicherheit und Betrieb des lastflussbasierten Verfahrens zur Verfügung. Damit sollte den Marktteilnehmern ein besserer Einblick in den Prozess sowie die Erstellung der Prognosen ermöglicht werden.

Die europäischen Vorgaben werden im nationalen Recht entsprechend berücksichtigt. APG ist als Regelzonenführerin gemäß § 23 Abs. 2 Z 17 EIWOG 2010 verpflichtet, ein integriertes System zur Kapazitätsvergabe und Überprüfung der Netzsicherheit überregional einzurichten. Die Berechnungen von grenzüberschreitenden Kapazitäten und deren Vergabe ist regional und überregional gemäß den Vorgaben der VO 714/2009 zu koordinieren (§ 23 Abs. 2 Z 18 EIWOG 2010). Das vorliegende lastflussbasierte Marktkopplungsmodell erfüllt diese Zwecke.

Auf Basis der angeführten Regelungen ist das vorgelegte Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmargen, das für das CWE Day-Ahead Flow Based Market Coupling entwickelt wurde, 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. 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 Beilagengebühr von **EUR 21,80** gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 Gebührengesetz, insgesamt **EUR 36,10** 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 30.9.2016

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.  
Vorstandsmitglied



DI Andreas Eigenbauer  
Vorstandsmitglied

Ergeht als Bescheid an:

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

per RSb.