

V GLEB 10/19

PA 1242/20

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

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Power Grid AG vom 19.12.2019 auf Genehmigung der Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm Art. 18 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312, vom 28.11.2017, Seite 6 geführten Verfahren ergeht gemäß § 7 Abs. 1 i.V.m. § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr. 108/2017, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt die von Austrian Power Grid AG gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm Art. 18 Abs. 1 lit. a Verordnung (EU) 2017/2195 erstellten Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich (Version 1.2) die einen Bestandteil dieses Bescheides bilden (Beilage ./1).
2. Diese Genehmigung tritt mit dem Inkrafttreten neuer oder geänderter Modalitäten für Regelreserveanbieter außer Kraft.

II. Begründung

II.1 Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Die am 18.12.2017 in Kraft getretene unmittelbar geltende Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312, vom 28.11.2017, Seite 6 (**EBGL**) legt detaillierte Leitlinien für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem fest.

Diese Leitlinien für den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sollen gemäß Art. 3 Abs. 1 EBGL unter anderem

- wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz in Regelreservemärkten fördern,
- die Effizienz des Systemausgleichs und der europäischen und nationalen Regelreservemärkte erhöhen,
- die Integration der Regelreservemärkte unterstützen und Möglichkeiten zum Austausch von Regelreserve fördern und gleichzeitig zur Betriebssicherheit beitragen, weiters
- sicherstellen, dass die Beschaffung von Regelreserve auf faire, objektive, transparente und marktbasierende Weise erfolgt, zu keinen unzulässigen Markteintrittsbarrieren führt und
- die Liquidität der Regelreservemärkte gefördert wird, und dabei unverhältnismäßige Verzerrungen des Elektrizitätsbinnenmarkts vermieden werden.

Gemäß Art. 2 EBGL sind die Begriffsbestimmungen der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2.8.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. L 220 vom 25.8.2017 Seite 1 (**SO-V**) für die Zwecke der EBGL anzuwenden. Die SO-V unterscheidet dabei folgende Regelreservearten, die für den Systemausgleich wie in der EBGL beschrieben, verwendet werden:

- Frequenzhaltungsreserven (**FCR**; äquivalent zur österreichischen Primärregelung)¹ und die
- die Frequenzwiederherstellungsreserven (**FRR**)², welche sich untergliedern in
 - automatische FRR (**aFRR**, äquivalent zur österreichischen Sekundärregelung) und
 - manuelle FRR (**mFRR**, äquivalent zur österreichischen Tertiärregelung).

¹ *Frequency Containment Reserve*. Gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 6 SO-V sind dies die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven.

² *Frequency Restoration Reserve*. Gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 7 SO-V sind dies die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine LFR-Zone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln.

Das gegenständliche Genehmigungsverfahren betrifft Modalitäten für Marktteilnehmer mit Reserveeinheiten oder -gruppen, die Regelreserve für ÜNB erbringen können (**Regelreserveanbieter** gemäß Art. 2 Abs. 6 EBGL) gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a EBGL. Diese Modalitäten für Regelreserveanbieter sind von den ÜNB gemäß Art. 18 Abs. 4 EBGL derartig zu gestalten, dass sie

- angemessene und gerechtfertigte Bestimmungen für die Erbringung von Regelreserve vorsehen,
- die Aggregation von Verbrauchsanlagen, Energiespeicheranlagen und Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung in einem Fahrplangebiet zur Erbringung von Regelreserve im Einklang mit den Bedingungen ermöglichen,
- es den Eigentümern von Verbrauchsanlagen, Dritten und den Eigentümern von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die konventionelle oder erneuerbare Energiequellen nutzen, sowie den Eigentümern von Energiespeichereinheiten ermöglichen, als Regelreserveanbieter tätig zu werden, und
- die Verpflichtung vorsehen, jedes Regelarbeitsgebot eines Regelreserveanbieters einem oder mehreren Bilanzkreisverantwortlichen zuzuweisen, damit Anpassungen von Bilanzkreisabweichungen berechnet werden können.

Die Regulierungsbehörde hat in vorangegangenen Verwaltungsverfahren folgende Versionen von Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich (**MfRRA**) genehmigt:

- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 6.12.2018 zu GZ V GLEB 4/18 über die Genehmigung der MfRRA Version 1.0;
- Bescheid der Regulierungsbehörde vom 23.5.2019 zu GZ V GLEB 1/19 über die Genehmigung der MfRRA Version 1.1.

Wurden nach den vorgenehmigten MfRRA Regelleistung und Regelarbeit für die aFRR (Sekundärregelreserve) und mFRR (Tertiärregelreserve) jeweils in einem einheitlichen Verfahren vom ÜNB beschafft, sehen Art. 16 Abs. 4 und Abs. 6 EBGL und Art. 6 Abs. 2 Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158 vom 14.6.2019, Seite 54 (**EIBM-V**) vor, dass der Regelarbeitspreis nicht in einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung festgelegt werden darf. Als Folge sind Regelarbeitsmärkte für Sekundär- und Tertiärregelreserve zu etablieren, die neben den weiter bestehenden Regelleistungsmärkte den Regelreservebedarf des jeweiligen ÜNB decken sollen.

Weiters wurden die vorgenehmigten MfRRA hinsichtlich der Einführung von kalendertäglichen Ausschreibungen und 4-Stunden Produkten für die FCR (Primärregelreserve) in der verfahrensgegenständlichen Version 1.2 der MfRRA angepasst.

II.2 Verfahrensverlauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

II.2.a Verfahrensablauf

Mit Schreiben vom 18.12.2019, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 19.12.2019, hat die Antragstellerin Austrian Power Grid AG (**APG**) die MfRRA Version 1.2 gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c iVm Art. 18 Abs. 1 lit. a EBGL zur Genehmigung bei der Regulierungsbehörde eingereicht.

Nach Durchsicht und Würdigung des von APG gestellten Antrages, forderte die Regierungsbehörde APG gemäß Art. 6 Abs. 1 EBGL mit Schreiben vom 24.1.2020 auf, Änderung an diesem Antrag vorzunehmen.

Die Antragstellerin kam dieser Aufforderungen mit Schreiben vom 12.3.2020, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 13.3.2020 nach und legte angepasste MfRRA (Version 1.2) (Beilage./1) zur Genehmigung durch die Regulierungsbehörde vor.

II.2.b Sachverhalt

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

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 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-Beobachter³ iSd Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-V des Leistungs-Frequenz-Regelblocks⁴ „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone⁵ „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet⁶ „APG“ besteht. Dies ist in Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SO-V – 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-V auf unionaler Ebene – vergleichbar mit § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 auf nationaler Ebene – die Aufgaben eines RZF übertragen.

APG hat die mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 23.5.2019 zu GZ V GLEB 1/19 genehmigten MfRRA Version 1.0 vor dem Hintergrund der kommenden Etablierung eines Regelarbeitsmarktes für Sekundär- und Tertiärregelreserve in Österreich und der Einführung von kalendertäglichen Ausschreibungen und 4-Stunden Produkten für die Primärregelreserve überarbeitet und ergänzt.

Die Antragstellerin hat den derart überarbeiteten Vorschlag für MfRRA Version 1.2 gemäß Art. 10 Abs. 5 EBGL von 12.11.2019 bis 10.12.2019 veröffentlicht und mit den Marktteilnehmern und Netzbetreibern konsultiert.

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 Genehmigung gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. c EBGL iVm 18 Abs. 1 lit. a EBGL ergibt sich aus § 21 Abs. 1 Z 8 E-Control. 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 und der durch Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB des Synchrongebietes Kontinentaleuropa gemäß Art. 141 Abs. 2 SO-V getroffenen unionalen Aufgabenzuweisung an die Antragstellerin, nimmt VUEN als ÜNB keine Funktion

³ LFR-Block-Beobachter bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 139 SO-V einen für die Erhebung der Daten für die Bewertungskriterien für die Frequenzqualität eines LFR-Blocks und für die Anwendung dieser Kriterien zuständigen ÜNB.

⁴ Leistungs-Frequenz-Regelblock oder kurz LFR-Block bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 18 SO-V einen Teil eines Synchrongebietes oder ein vollständiges Synchrongebiet, der/das physisch durch Messpunkte an Verbindungsleitungen mit anderen LFR-Blöcken abgegrenzt wird, eine oder mehrere LFR-Zonen umfasst und von einem oder mehreren ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtung zur Leistungs-Frequenz-Regelung erfüllt/erfüllen.

⁵ Leistungs-Frequenz-Regelzone oder kurz LFR-Zone bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 12 SO-V 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 ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen zur Leistungs-Frequenzregelung erfüllt/erfüllen.

⁶ Monitoring-Gebiet bezeichnet gemäß Art. 3 Abs. 2 Z 145 SO-V 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 ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen für das Monitoring-Gebiet erfüllt/erfüllen.

iSd Art. 1 Abs. 4 EBGL wahr, die für die Verpflichtung gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a EBGL relevant ist. Vor diesem Hintergrund ist die Antragstellerin allein antragslegitimiert.

Der Genehmigungsantrag von APG ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren sind, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der EBGL, gewahrt worden.

II.3 Rechtliche Beurteilung

Gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a EBGL entwickelt der ÜNB eines Mitgliedstaats für alle Fahrplangebiete dieses Mitgliedstaats einen Vorschlag für die Modalitäten für Regelreserveanbieter. Wie beschrieben obliegt diese Verpflichtung gemäß Art. 1 Abs. 4 EBGL der Antragstellerin.

APG hat die verfahrensgegenständlichen MfRRA Version 1.2 gemäß **Art. 10 Abs. 5 iVm Art. 5 Abs. 4 lit. c EBGL** unter Einbeziehung der Marktteilnehmer und der Netzbetreiber über einen Zeitraum von mindestens einem Monat zu konsultieren. Dies wurde von APG durchgeführt.

Hinsichtlich der durch den gegenständlichen Antrag unveränderten Teile der MfRRA Version 1.2 sei auf die Ausführungen in den Bescheid der Regulierungsbehörde vom 6.12.2018 zu GZ V GLEB 4/18 über die Genehmigung der MfRRA Version 1.0 und den Bescheid der Regulierungsbehörde vom 23.5.2019 zu GZ V GLEB 1/19 über die Genehmigung der MfRRA Version 1.1. verwiesen.

Im Folgenden werden die Umsetzung des Regelarbeitsmarktes und die Einführung von kalendertäglichen Ausschreibungen und 4-Stunden Produkten für die FCR (Primärregelreserve) gemäß den Vorgaben in **Art. 18 Abs. 3 bis 5 EBGL und Art. 6 Abs. 2 EIBM-V** geprüft:

Regelarbeitsmarkt

Art. 6 Abs. 2 EIBM-V bestimmt, dass der Regelarbeitspreis nicht vorab in einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung festgelegt werden darf. Diese Anordnung ist auf alle Regelarbeitsprodukte anwendbar. Art. 16 Abs. 6 EBGL konkretisiert diese Bestimmung in Bezug auf Standard- oder spezifische Produkte iSd der Art. 25 und 26 EBGL.

Gemäß Art. 16 Abs. 4 EBGL hat jeder Regelreserveanbieter mit einem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung seinem Anschluss-ÜNB Regelarbeitsgebote oder Gebote für das integrierte Fahrplanerstellungsverfahren zu übermitteln, die hinsichtlich des Volumens, der Produkte und anderer Anforderungen seinem Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung entsprechen.

Art. 16 Abs. 5 EBGL räumt darüber hinaus allen Regelreserveanbietern (auch solchen ohne einen Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung („*free bids*“)) das Recht ein Regelarbeitsgebote aus Standard- oder spezifischen Produkten abzugeben, sofern sie dafür präqualifiziert sind.

Gemäß Art. 16 Abs. 7 EBGL ist eine Ungleichbehandlung zwischen Geboten von Regelreserveanbietern, die iSd Art. 16 Abs. 4 EBGL einen Vertrag über die Leistungsvorhaltung abgeschlossen haben und Geboten von Regelreserveanbietern ohne einen solchen Vertrag iSd Art. 16 Abs. 5 EBGL („*free bids*“) unzulässig.

Die in Art. 16 Abs. 5 bis 7 EBGL befindlichen Verweise auf Standardprodukte und spezifische Produkte sind im Genehmigungszeitpunkt der MfRRA (Version 1.2) nicht anwendbar. Dazu im Folgenden:

Standardprodukte für Regelarbeit werden von allen EU TSOs im Rahmen der Vorschläge für die Umsetzungsrahmen der europäischen Plattformen gemäß den Art. 19, 20 und 21 EBGL entwickelt. Die Vorschläge für die Implementierung dieser Plattformen wurden durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) bereits genehmigt⁷, jedoch von den ÜNB bis zum gegenständlichen Genehmigungszeitpunkt noch nicht umgesetzt.

Spezifische Produkte sind gemäß Art 26 GLEB bei Bedarf erst nach der Genehmigung der Umsetzungsrahmen für die europäischen Plattformen zu entwickeln. Die entsprechenden Vorschläge bedürfen einer gesonderten Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Dies ist bis zum Zeitpunkt dieser Genehmigung nicht erfolgt. Somit sind die Anforderungen die Art 16 Abs 5 bis 7 GLEB hinsichtlich Standard- und spezifische Produkte zum Zeitpunkt dieser Genehmigung für die Beurteilung der in den vorliegenden Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich vorgesehenen Produkte (noch) nicht maßgebend.

Trotz der derzeit noch nicht abgeschlossenen Implementierung von Standardprodukten und spezifischen Produkten ergibt sich auf Grundlage von Art. 6 Abs. 2 EIBM-V die Notwendigkeit der Einführung getrennter Märkte für die Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit für Regelreserveprodukte von aFRR und mFRR, die nicht Standardprodukte und spezifische Produkte iSv Art. 25 und Art. 26 EBGL sind. APG kommt diesen Vorgaben in den zur Genehmigung vorgelegten MfRRA (Version 1.2) wie folgt nach:

Es werden getrennte Energieausschreibungen für aFRR und mFRR vorgesehen, in denen alle für die jeweilige Regelreserve präqualifizierten Regelreserveanbieter Angebote ohne Leistungspreis abgeben können. Somit können auch Regelreserveanbieter, die in der vorangehenden Leistungsausschreibung keinen Zuschlag erhalten haben, oder an dieser

⁷ ACER Entscheidung Nr 02/2020 vom 24.1.2020 über den Umsetzungsrahmen der europäischen Plattform für den Austausch von aFRR und ACER Entscheidung Nr 03/2020 vom 24.1.2020 über den Umsetzungsrahmen der europäischen Plattform für den Austausch von mFRR.

nicht teilgenommen haben Energiepreisgebote abgeben. Diese Regelung erfüllt die Vorgaben des Art. 6 Abs. 2 EIBM-V und Art. 16 Abs. 5 EBGL.

Punkt 5. der MfRRA (Version 1.2) – Beschaffungsgrundsätze – regelt, dass der Bedarf für Regelreserve getrennt für Leistungs- und Energieausschreibungen zu beschaffen ist. Der Zuschlag in der Leistungsausschreibung erfolgt auf Basis des Leistungspreises der dort abgegebenen Gebote, bei Gleichheit der Leistungspreise erfolgt der Zuschlag nach einem reproduzierbaren Zufall (Punkt 10.4.2.2. bzw. Punkt 11.4.2.2.). Das Angebot in der Leistungsausschreibung umfasst zwar auch einen Energiepreis, welcher in die Energieausschreibung übernommen wird, dieser kann jedoch bis zum Marktschließungszeitpunkt der Energieausschreibung angepasst werden (10.3.1.e bzw. 11.3.1.e.). Diese Regelung erfüllt die Vorgaben des Art. 6 Abs. 2 EIBM-V und Art. 16 Abs. 4 und 5 EBGL.

Der in den MfRRA (Version 1.2) enthaltene Ausschreibungsrahmen von Regelleistung- und Regelarbeit entspricht den Anforderungen des Art. 6 Abs. 2 EIBM-V und Art 16 Abs. 6 EBGL, wonach im Vertrag über die Bereitstellung von Regelleistung (welcher durch den Zuschlag in der Leistungsausschreibung zustande kommt) der Regelarbeitspreis nicht vorab festgelegt werden darf.

Die Zuschlagsentscheidungen der Energieausschreibungen berücksichtigen sowohl die in der jeweiligen Leistungsausschreibung akzeptierten Gebote (auf Basis der in der Energieausschreibung final angepassten Energiepreise), als auch die in der Energieausschreibung zusätzlich abgegebenen Angebote (Punkt 5.6). Der Zuschlag erfolgt aufgrund der Reihung nach niedrigsten Energiepreisen und Gleichheit der Energiepreise nach einem reproduzierbaren Zufall (Punkt 10.4.3.2 bzw. Punkt 11.4.3.2.). Erhält ein Energiegebot mit Leistungspreis aus der Leistungsausschreibung keinen Zuschlag in der Energieausschreibung, dann erlischt für die Höhe der Angebotsmenge dieses Energiegebots die Pflicht zur ständigen und vollständigen Vorhaltung. Die Vergütung des zugeschlagenen Leistungspreises bleibt davon unberührt (Punkt 10.4.8. bzw. Punkt 11.4.8).

Punkt 5.12 regelt für den Fall der Stornierung der Energieausschreibung gemäß Punkt. 10.1.6 und/oder Punkt 11.1.10 die Bildung einer Abrufrangliste aus den zugeschlagenen Angeboten aus der Leistungsausschreibung, wobei Ersatzenergiepreise verwendet werden, die nach Maßgabe des Punktes 5.13. bis 15. errechnet werden. Diese Ersatzenergiepreise werden aufgrund der Angebote der jeweiligen Anbieter in den letzten 14 erfolgreich durchgeführten Energieausschreibungen berechnet.

Dieses Zuschlags- und Preisfindungsverfahren entspricht den Anforderungen des Art. 18 Abs. 5 lit. i und j EBGL.

Einführung von kalendertäglichen Ausschreibungen und 4-Stunden Produkten für die FCR

Primärregelreserve wird im Rahmen einer internationalen Kooperation grenzüberschreitend beschafft. Mit Bescheid V GLEB 01/18 vom 14.12.2018 wurden die gemeinsamen harmonisierten Bestimmungen und Verfahren für den Austausch und die Beschaffung von Primärregelleistung genehmigt (**harmonisierte Bestimmungen FCR**). Diese sehen eine schrittweise Implementierung verschiedener Merkmale und Anpassungen bis hin zu einem Zielmodell vor. So wurde die Ausschreibung ursprünglich wöchentlich vorgenommen, mit 1.7.2019 erfolgte dann eine Umstellung auf Tagesprodukte, die werktäglich ausgeschrieben werden. Einhergehend erfolgte eine Änderung der Preisfindungsmethode.

Nunmehr soll ab 1.7.2020 wie bereits in den Art. 4.3.b. und Art. 5.2 der harmonisierten Bestimmungen FCR vorgesehen ist, das Zielmodell umgesetzt werden. Dieses sieht tägliche Ausschreibungen mit einer Marktschließung um 8:00 Uhr des Vortages und eine Veröffentlichung der Ergebnisse um 8:30 Uhr des Vortages vor. Die Produktlänge wird von Tagesprodukten auf 4-stündige Produkte geändert, sodass nunmehr am Vortag jeweils 6 Produktzeitscheiben zu 4h ausgeschrieben werden. Die Anpassung an das Zielmodell der harmonisierten Bestimmungen FCR werden durch die beantragten Änderungen in Punkt 9. der MfRAA (Version 1.2) übernommen.

Gemäß ihres Punktes 12. Werden die MfRAA Version 1.2 nach Genehmigung durch die Regulierungsbehörde von der Antragstellerin veröffentlicht und treten mit 1.7.2020 in Kraft. Mit Inkrafttreten der MfRAA Version 1.2 treten die

- mit Bescheid der Regulierungsbehörde vom 23.5.2018 zu GZ V GLEB 01/19 genehmigten MfRAA Version 1.1

außer Kraft.

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. Die Frist von vier Wochen zur Einbringung einer Beschwerde beginnt gemäß § 1 Abs. 1 des Bundesgesetzes betreffend Begleitmaßnahmen zu COVID-19 im Verwaltungsverfahren, im Verfahren der Verwaltungsgerichte sowie im Verfahren des Verwaltungsgerichtshofes und des Verfassungsgerichtshofes (**COVID-19-VwBG**), BGBl. I Nr. 16/2020 idF BGBl. I Nr. 24/2020 mit 1.5.2020 zu laufen. Dies vorbehaltlich der Möglichkeit des Bundeskanzlers gemäß § 5 2. COVID-19-VwBG durch Verordnung die in § 1 Abs. 1 2. COVID-19-VwBG angeordnete allgemeine Unterbrechung von Fristen zu verlängern, zu verkürzen oder weitere allgemeine Ausnahmen von der Unterbrechung vorzusehen.

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 Beilagegebühr für neun Beilagen iHv EUR 150,30 gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 GebG, **insgesamt EUR 164,60** 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 24.4.2020

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich (Version 1.2)

Ergeht als Bescheid an:

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



	Unterzeichner	EMAIL=security@e-control.at,CN=E-Control,OU=IT, O=Energie-Control Austria,L=Wien,C=AT
	Datum/Zeit-UTC	2020-04-29T09:09:35Z
	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.	