

V FCA 02/19

PA 1637/20

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 10.9.2019 geführten Verfahren ergeht gemäß Art. 4 Abs. 7 lit. b iVm Art. 16 Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26.9.2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität, ABI. L 259 vom 27.9.2016, Seite 42 iVm § 21 Abs. 1 Z 8 E-ControlG, BGBl I Nr. 110/2010 idF 108/2017, nachstehender

I. Spruch

Die Regulierungsbehörde genehmigt den Vorschlag der Methode für die Aufteilung der langfristigen zonenübergreifenden Kapazität der Kapazitätsberechnungsregion Core gemäß Art. 16 Verordnung (EU) 2016/1719 („*Core CCR TSOs' methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with article 16 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation*“). Die Methode bildet als Beilage .1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

II. Begründung

II.1. Regulatorischer Rahmen und rechtliche Grundlagen

Die Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26.9.2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität, ABl. L 259 vom 27.9.2016, Seite 42 (**FCA-V**) zielt auf die Koordination und Harmonisierung der Berechnung und Vergabe von langfristiger zonenübergreifender Kapazität in den Märkten für Kapazität im Jahres- und Monats-Marktzeitbereich ab.

Zur Verwirklichung dieser Ziele haben die Regulierungsbehörden neben einem Vorschlag für eine langfristige Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 10 FCA-V, welche die Gesamtmenge der an den Grenzen im langfristigen Zeitbereich zu vergebenden Kapazität bestimmt, gemäß Art. 16 FCA-V auch einen Vorschlag für eine Methode zur koordinierten Aufteilung dieser langfristigen Kapazität auf verschiedene langfristige Vergabezeitbereiche (gemäß Art. 31 Abs. 2 FCA-V mindestens jährlich und monatlich) innerhalb der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion (**CCR**) zu genehmigen (*long term splitting rules*; **LTSR**). Die LTSR haben gemäß Art. 16 Abs. 2 FCA-V folgende Bedingungen zu erfüllen:

- a) Sie hat dem Absicherungsbedarf der Marktteilnehmer gerecht zu werden;
- b) sie hat mit der Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 10 FCA-V in Einklang zustehen; und
- c) sie darf nicht zu Beschränkungen des Wettbewerbs, insbesondere beim Zugang zu langfristigen Übertragungsrechten führen.

Das gegenständliche Verfahren betrifft die erstmalige Genehmigung der LTSR der CCR Core gemäß Art. 16 FCA-V.

II.2. Verfahrensablauf, Sachverhalt und Zulässigkeit des Antrags

II.2.a. Verfahrensablauf

Mit Schreiben vom 4.9.2019, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 10.9.2019 hat Austrian Power Grid AG (**APG**) den von allen Übertragungsnetzbetreibern (**ÜNB**) der CCR Core gemeinsam erarbeiteten Vorschlag der Methode für die Aufteilung der zonenübergreifenden Kapazität der Kapazitätsberechnungsregion Core gemäß Art. 16 FCA-V („*Core CCR TSOs' methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with article 16 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation*“; **LTSR-Vorschlag**; Beilage./1) bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung eingereicht.

Am 5.3.2020 wurde im Rahmen des *Core Energy Regulators' Regional Forum* von allen Regulierungsbehörden der CCR Core beschlossen hinsichtlich des LTSR-Vorschlags Abänderungen gemäß Art. 4 Abs. 11 FCA-V zu verlangen.

Die Antragstellerin reichte mit Schreiben vom 19.5.2020, eingelangt bei der Regulierungsbehörde am 25.5.2020, einen abgeänderten LTSR-Vorschlag zur Genehmigung ein. Am 14.7.2020 wurde im Rahmen des *Core Energy Regulators' Regional Forum* von allen Regulierungsbehörden der CCR Core beschlossen den LTSR-Vorschlag gemäß Art 4 Abs 9 FCA-VO anzunehmen.

Die gemäß Art 4 Abs 9 FCA-VO erforderliche Einigung zwischen den zuständigen Regulierungsbehörden ist in dem diesem Bescheid als Beilage./2 beigefügten Positionspapier zusammengefasst („*Agreement by all Core Regulatory Authorities agreed at the Core Energy Regulators' Regional Forum on the "Core CCR TSOs' methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with Article 16 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", 14 July 2020*“). Dieses Positionspapier bildet die Grundlage für die jeweilige nationale Genehmigung der Regulierungsbehörden der CCR Core.

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 insbesondere,

- 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.

APG ist weiters LFR-Block-Beobachter¹ iSd Art. 3 Abs 2 Z 139 SO-VO² des Leistungs-Frequenz-Regelblocks³ „APG“, der einzig aus der Leistungsfrequenz-Regelzone⁴ „APG“ besteht, welche schließlich wiederum bloß aus dem Monitoring-Gebiet⁵ „APG“ besteht. Dies ist in Artikel 3 der Methode für ein gemeinsames Netzmodell der ÜNB 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 ÜNB der CCR Core erstellte LTSR-Vorschlag wurde von diesen ÜNB über die ENTSO-E Konsultationsplattform vom 10.6.2019 bis 10.7.2019 veröffentlicht, konsultiert⁶ und bei den betroffenen Regulierungsbehörden zur Genehmigung eingebracht.

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. 4 Abs. 7 lit. b iVm Art. 16 FCA-V und § 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 ÜNB keine Funktion iSd Art. 1 Abs. 3 FCA-V wahr, die für

¹ 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 ÜNB.

² Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2.8.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABI L 220 vom 25.8.2017 Seite 1 (**SO-VO**).

³ 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-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.

⁴ 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 ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen zur Leistungs-Frequenzregelung erfüllt/erfüllen.

⁵ 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 ÜNB betrieben wird, der/die die Verpflichtungen für das Monitoring-Gebiet erfüllt/erfüllen.

⁶ Abrufbar unter: <https://consultations.entsoe.eu/markets/core-ccr-splitting-ltzc/>.

die Aufgaben gemäß Art. 16 FCA-V 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 FCA-V, gewahrt worden.

II.3. Rechtliche Beurteilung

Gemäß Art. 16 Abs. 1 FCA-V entwickeln die ÜNB jeder CCR einen Vorschlag für die koordinierte Aufteilung langfristiger zonenübergreifender Kapazität auf verschiedene Vergabezeitbereiche innerhalb der jeweiligen CCR. Die Forderung nach einer koordinierten Aufteilung erfüllen die ÜNB der CCR Core, indem sie wie in Art. 1 Abs. 1 des LTSR-Vorschlags beschrieben eine abgestimmte für alle Gebotszonengrenzen identische Aufteilungsquote für beide Übertragungsrichtungen vorschlagen. Diese Aufteilungsquote bezieht sich gemäß Art. 1 Abs. 2 des LTSR-Vorschlags auf die Zeitbereiche Jahr und Monat.

Gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. a FCA-V muss die Aufteilungsquote dem Absicherungsbedarf der Marktteilnehmer gerecht werden. Mit der Entscheidung für eine anfängliche Aufteilungsquote bei Wechselstrom-Interkonnektoren von 80 Prozent der langfristigen Kapazitäten für die Jahreskapazität (Art. 3 Abs. 1 LTSR-Vorschlag) und 20 Prozent für die Monatskapazität (Art. 3 Abs. 2 LTSR-Vorschlag) haben die Core ÜNB sich den Wünschen der Marktteilnehmer wie in der ENTSO-E-Konsultation ersichtlich angenähert, dem Markt tendenziell mehr Kapazität zu einem frühen Vergabezeitpunkt zur Verfügung zu stellen.

Für Gleichstrom-Interkonnektoren sieht der LTSR-Vorschlag in seinem Art. 4 eigene Aufteilungsregeln vor. Dies ist mit von Wechselstromanlagen verschiedenen Sicherheitsrisiken begründet. Art. 4 Abs. 1 des LTSR-Vorschlags sieht dabei für die ersten drei Betriebsjahre eines Gleichstrom-Interkonnektors eine Aufteilungsquote von 65 Prozent der langfristigen Kapazitäten für die Jahreskapazität vor. Bei Gleichstrom-Interkonnektoren die bereits mehr als drei Betriebsjahre vorweisen, wird dieser Anteil auf 80 Prozent erhöht (Art. 4 Abs. 1 des LTSR-Vorschlags). Diese nur für Gleichstrom-Interkonnektoren mit weniger als drei Betriebsjahren vorgesehene Einschränkung ist vor dem Hintergrund der spezifischen potentiellen Sicherheitsrisiken von Gleichstrom-Interkonnektoren gerechtfertigt und verhältnismäßig.

Durch die im LTSR-Vorschlag in Art. 7 Abs. 2 festgehaltene Auswertung der Wirkungsweise der Aufteilungsmethode durch die ÜNB nach spätestens zwei Jahren zusammen mit der gemäß Art. 4 Abs. 12 FCA-V bestehenden Möglichkeit der Regulierungsbörden, die LTSR-Methode jederzeit neu zu evaluieren bzw. der Core ÜNB Änderungen zur Genehmigung einzureichen, ist genügend Anpassungsflexibilität vorhanden, um auf geänderte Bedürfnisse des Marktes im Zeitverlauf zu reagieren.

Gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. b FCA-V muss der LTSR-Vorschlag mit der langfristigen Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 10 FCA-V in Einklang stehen. Die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 10 FCA-V besteht im Zeitpunkt der

gegenständlichen Genehmigung noch nicht. Der LTSR-Vorschlag berücksichtigt dies indem er in Art. 7 Abs. 1 eine Verpflichtung der Core ÜNB vorsieht, sechs Monate nach Genehmigung der Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 10 FCA-V die vorliegende Methode auf dadurch entstandenen Änderungsbedarf zu überprüfen und diesen Bericht bei den Core Regulierungsbehörden einzureichen.

Gemäß Art. 16 Abs. 2 lit. c FCA-V darf der LTSR-Vorschlag nicht zu Beschränkungen des Wettbewerbs, insbesondere beim Zugang zu langfristigen zonenübergreifenden Kapazitäten, führen. Der LTSR-Vorschlag baut darauf auf, dass allen Marktteilnehmern der Zugang für die Beschaffung von langfristiger zonenübergreifender Kapazität über die zentrale Vergabeplattform ermöglicht wird, sofern sie die allgemeinen Auktionsbedingungen der Plattform erfüllen. Dies Vorgabe ist sohin erfüllt.

Gemäß Art. 4 Abs. 8 FCA-VO muss ein Vorschlag für Geschäftsbedingungen oder Methoden, um den es sich bei dem LTSR-Vorschlag handelt, sowohl einen Zeitplan für die Umsetzung als auch eine Beschreibung der voraussichtlichen Auswirkungen auf die Ziele der FCA-V enthalten. Die Antragstellerin erfüllen die Vorgabe, indem sie in Art. 6 des LTSR-Vorschlags einen Implementierungsplan beschreiben. Dieser sieht vor, dass der gegenständliche LTSR-Vorschlag mit der ersten Kapazitätsberechnung für die langfristige Kapazität nach der Methode gemäß Art. 10 FCA-V erstmalig zur Anwendung kommt. In der Präambel (Randnummer 6 bis 12) des LTSR-Vorschlags werden zudem die Auswirkungen auf die Zielsetzungen gemäß Art. 3 FCA-V beschrieben.

Vor dem Hintergrund der obigen Ausführungen ist dem Genehmigungsantrag der APG zu entsprechen.

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 idgF, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.



IV. Gebührenhinweis

Es wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 14,30 gemäß § 12 Abs. 1 iVm § 14 TP 6 Abs. 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idgF, und die Beilagengebühr von EUR 45,20 gemäß § 14 TP 5 Abs. 1 GebG, insgesamt sohin **EUR 59,50** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, 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 6.8.2020

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

elektronisch gefertigt

Beilagen:


- Beilage./1: Core CCR TSOs' methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with article 16 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation
- Beilage./2: Agreement by all Core Regulatory Authorities agreed at the Core Energy Regulators' Regional Forum on the "Core CCR TSOs' methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with Article 16 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation", 14 July

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	2020-08-07T07:18:09Z
	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.	



**Agreement by all Core Regulatory Authorities
agreed at the Core Energy Regulators' Regional Forum**

on

**the “Core CCR TSOs’ methodology for splitting long-term
cross-zonal capacity in
accordance with Article 16 of the
Commission Regulation (EU) 2016/1719 of
26 September 2016 establishing a guideline
on forward capacity allocation”**

14 July 2020

I. Introduction and legal context

The Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (hereafter referred to as “the FCA Regulation”) entered into force on 17 October 2016. The FCA Regulation sets out detailed rules on cross-zonal capacity allocation in the forward markets, on the establishment of a common methodology to determine long-term cross-zonal capacity, on the establishment of a single allocation platform at European level offering long-term transmission rights and on the possibility to return long-term transmission rights for subsequent forward capacity allocation or transfer long-term transmission rights between market participants.

This document elaborates an agreement of all Regulatory Authorities of the Core Capacity Calculation Region (hereafter referred to as “Core CCR”) on 14 July 2020 on the **Core CCR TSOs’ methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in accordance with Article 16 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation** (hereafter referred to as “LTSR methodology”), received by the last Core Regulatory Authority on 1 June 2020.

This agreement of all Core Regulatory Authorities shall provide evidence that a decision on the LTSR methodology does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 4(10) of the FCA Regulation. This agreement is intended to constitute the basis on which all Core Regulatory Authorities will each subsequently adopt a decision on the LTSR methodology pursuant to Article 4(7)(b) of the FCA Regulation.

The legal provisions relevant to the submission and approval of the LTSR methodology can be found in Articles 3, 4 and 16 of the FCA Regulation.

Article 3 of the FCA Regulation:

This Regulation aims at:

- (a) promoting effective long-term cross-zonal trade with long-term cross-zonal hedging opportunities for market participants;*
- (b) optimising the calculation and allocation of long-term cross-zonal capacity;*
- (c) providing non-discriminatory access to long-term cross-zonal capacity;*
- (d) ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, the Agency, regulatory authorities and market participants;*
- (e) respecting the need for a fair and orderly forward capacity allocation and orderly price formation;*
- (f) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information on forward capacity allocation;*
- (g) contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union.*

Article 4 of the FCA Regulation:

1. *TSOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO, the participating TSOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.*
2. (...)
3. (...)
4. (...)
5. *Each regulatory authority shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6 and 7.*
6. (...)
7. *The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:*

(...)

(b) the methodology for splitting cross-zonal capacity pursuant to Article 16;

(...)
8. (...)
9. *Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6 and 7, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.*
10. *Where the regulatory authorities have not been able to reach an agreement within the period referred to in paragraph 9, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the submitted proposals for terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 713/2009.*
11. *In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6 and 7, the relevant TSOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraphs 6 and 7 within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 713/2009. If the relevant TSOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 shall apply.*

12. TSOs responsible for developing a proposal for terms and conditions or methodologies or regulatory authorities responsible for their adoption in accordance with paragraphs 6 and 7, may request amendments of these terms and conditions or methodologies.

The proposals for amendment to the terms and conditions or methodologies shall be submitted to consultation in accordance with the procedure set out in Article 6 and approved in accordance with the procedure set out in this Article.

13. (...)

Article 16 of the FCA Regulation:

1. *No later than the submission of the capacity calculation methodology referred to in Article 10, the TSOs of each capacity calculation region shall jointly develop a proposal for a methodology for splitting long-term cross-zonal capacity in a coordinated manner between different long-term time frames within the respective region. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 6.*
2. *The methodology for splitting long-term cross-zonal capacity shall comply with the following conditions:*
 - (a) it shall meet the hedging needs of market participants;*
 - (b) it shall be coherent with the capacity calculation methodology;*
 - (c) it shall not lead to restrictions in competition, in particular for access to long-term transmission rights.*

II. The LTSR methodology

All Core TSOs organized, from 10 June 2019 until 10 July 2019, the public consultation of the LTSR methodology in accordance with the requirements in Article 16, Article 4(12) and Article 6 of the FCA Regulation. This public consultation has been organized by ENTSO-E on behalf of all Core TSOs, via the online ENTSO-E Consultation Hub. During the public consultation, Core TSOs received responses from stakeholders as well as an informal shadow opinion agreed on by all Core Regulatory Authorities. Core TSOs attached to the LTSR methodology, for the information of all Core Regulatory Authorities, an explanatory document to the LTSR methodology including a report with an assessment of the remarks made by stakeholders during the public consultation.

The LTSR methodology, dated 21 August 2019, was received by the last Core Regulatory Authority on 19 September 2019.

All Core Regulatory Authorities, as agreed by the Core Energy Regulators' Regional Forum (CERRF) on 5 March 2020, decided to request an amendment to the Core TSOs' LTSR methodology. Since the implementation of the LTSR methodology is fundamentally linked to the implementation of the long-term capacity calculation in Core CCR, Core Regulatory Authorities requested that the LTSR methodology contains explicit provisions for possible future amendments.

Following the request for amendment, Core TSOs sent an amended version of the LTSR methodology dated 14 May 2020. This amended LTSR methodology was received by the last Core Regulatory Authority on 1 June 2020.

The LTSR methodology defines how cross-zonal capacities calculated during the capacity calculation for the yearly timeframe are split among different timeframes. In accordance with Article 31 of the FCA Regulation and in line with Article 6 of the Regional Core design of long-term transmission rights, long-term transmission rights shall be issued for the forward capacity timeframes month and year.

The LTSR methodology defines separate splitting ratios on alternating current (AC) and direct current (DC) interconnectors regarding the capacity offered to yearly and monthly capacity auctions. The Single Allocation Platform will organize yearly and monthly auctions for both AC and DC interconnectors.

In case of high voltage AC interconnectors, eighty percent of the long-term capacity available at the year ahead timeframe will be offered to the subsequent yearly capacity allocation session at the Single Allocation Platform (see Article 3(1) of the LTSR methodology).

In case of new high voltage DC interconnectors for the first three years of operation, sixty-five percent of long-term capacity available at the year ahead timeframe will be offered to the subsequent yearly capacity allocation session at the Single Allocation Platform (see Article 4(1) of the LTSR methodology). In addition, in case of high voltage DC interconnectors with more than three years of operation, eighty percent of long-term capacity available at the year ahead time frame will be offered to the subsequent yearly capacity allocation session at the Single Allocation Platform (see Article 4(2) of the LTSR methodology).

Long-term capacities resulting from the monthly capacity calculations in accordance with Article 10 of the FCA Regulation, reduced by those capacities already allocated to the yearly timeframe and increased by returned capacity from the yearly time-frame, are offered to the subsequent monthly capacity allocation sessions at the Single Allocation Platform (see Article 4(3) of the LTSR methodology).

As already stated before, the implementation of the LTSR methodology is closely connected to the long-term calculation process. Therefore, the LTSR methodology shall be implemented at the latest once the results of the first capacity calculation for the yearly time frame, based on the approved Core TSOs' common capacity calculation methodology for long-term time frames elaborated in accordance with Article 10(1) of the FCA Regulation, are available (see Article 6 of the LTSR methodology).

In addition, six months after the approval of the Core TSOs' common capacity calculation methodology for long-term time frames in accordance with Article 10(1) of the FCA Regulation, Core TSOs will submit a review on possible adjustments of the Core TSOs' LTSR methodology resulting from the final methodology in accordance with Article 10(1) of the FCA Regulation to all Core Regulatory Authorities (see Article 7(1) of the LTSR methodology).

Two years after the implementation of the Core TSOs' LTSR methodology, Core TSOs will submit a report on the efficiency of the used approach and its practical fulfilment of the requirements of Article 16(2) of the FCA Regulation to all Core Regulatory Authorities (see Article 7(2) of the LTSR methodology).

III. All Core NRAs' position

All Core Regulatory Authorities agree that the LTSR methodology contains all the relevant aspects for the process of capacity splitting among different long-term timeframes.

It contributes to and does not in any way hinder the achievement of the objectives of Article 3 of the FCA Regulation.

a. On the hedging needs

All Core Regulatory Authorities acknowledge the efforts of Core TSOs to accommodate hedging needs for all market participants. Core TSOs collected market participants' views during formal and informal consultations on how their hedging needs can be accommodated at the best possible way.

Since market participants that reacted during the public consultation discarded all splitting ratios calculated on the basis of some market indicators and formulas Core TSOs were considering, Core TSOs' proposed splitting ratios for AC and DC interconnectors which could accommodate most of the remarks received via several public consultations.

Some market participants proposed all the capacities calculated in yearly capacity calculation to be also explicitly offered to yearly capacity allocation. Core Regulatory Authorities expressed their opinion in the shadow opinion that the offering of one hundred percent capacity at the year-ahead allocation ("100% approach ") is not in line with the spirit of the FCA Regulation as Article 31(2) of the FCA Regulation states that all TSOs issuing long-term transmission rights shall offer long-term cross-zonal capacity, through the Single Allocation Platform, to market participants for at least annual and monthly time frames.

b. On the future amendments

After a request for amendment by Core Regulatory Authorities, TSOs inserted Article 7(1) and 7(2) in the LTSR methodology. These provisions contain future review and reporting obligations. All Core Regulatory Authorities conclude that these amendments fulfil their request.

IV. Conclusion

All Core Regulatory Authorities have assessed, consulted and closely cooperated and coordinated to reach the agreement that the LTSR methodology meets the requirements of the FCA Regulation and as such can be approved by all Core Regulatory Authorities.

All Core Regulatory Authorities must therefore make their decisions, based on this agreement, by 1 August 2020. The approval of the LTSR methodology will be effective upon the decision of the last Core Regulatory Authority concerned.

Following the national decisions by all Core Regulatory Authorities, all Core TSOs will be required to publish the LTSR methodology as approved, in line with Article 4(13) of the FCA Regulation.