



Besluit

Ons kenmerk: ACM/DE/2017/206413_OV
Zaaknummer: 17.0401.53

BESLUIT

Besluit van de Autoriteit Consument en Markt op grond van artikel 4, vijfde lid, juncto artikel 4, zesde lid, onder a, van Verordening 2016/1719 van de Commissie van 26 september 2016 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing op de langere termijn en op grond van artikel 5, zesde lid, van de Elektriciteitswet 1998 over het voorstel van BritNed voor de methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast.

Pagina
1/12

Muzenstraat 41 | 2511 WB Den Haag
Postbus 16326 | 2500 BH Den Haag
T 070 722 20 00 | F 070 722 23 55
info@acm.nl | www.acm.nl | www.consuwijzer.nl



Besluit

Samenvatting

Verordening 2016/1719 van de Commissie van 26 september 2016 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing op de langere termijn (hierna: FCA Verordening) heeft tot doel om vooruitgang in de richting van een daadwerkelijk geïntegreerde elektriciteitsmarkt te boeken. Dit wordt bevorderd door efficiënte indekkingsmogelijkheden voor elektriciteitsproducenten, verbruikers en detailhandelaren te ontwikkelen ten aanzien van het prijsrisico dat zich in de toekomst kan voordoen in het gebied waarin zij actief zijn.

Als onderdeel van de uitvoering van de FCA Verordening heeft BritNed Development Limited (hierna: BritNed) een aanvraag aan de Autoriteit Consument en Markt (hierna: ACM) ter goedkeuring voorgelegd voor de methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast.

Het voorstel van BritNed betreft een gezamenlijk voorstel van alle Transmissiesysteembeheerders (hierna: TSB's). Het voorstel heeft betrekking op de verstrekking van gegevens die nodig zijn om het gemeenschappelijk netwerkmodel op te stellen. De regionale netbeheerders, grote producenten en grote afnemers moeten deze gegevens aan TenneT en BritNed verstrekken. Met het gemeenschappelijk netwerkmodel wordt de beschikbare grensoverschrijdende transportcapaciteit berekend.

De ACM concludeert dat niet is gebleken dat het voorstel in strijd is met de doelstellingen en eisen van de FCA Verordening. De ACM keurt daarom het voorstel goed.

Belanghebbenden kunnen tegen dit besluit bezwaar maken bij de ACM.



Besluit

1. Inleiding en procedure van totstandkoming van dit besluit

1. De FCA Verordening heeft tot doel om vooruitgang in de richting van een daadwerkelijk geïntegreerde elektriciteitsmarkt te boeken. Dit wordt bevorderd door efficiënte indekkingsmogelijkheden voor elektriciteitsproducenten, verbruikers en detailhandelaren te ontwikkelen ten aanzien van het prijsrisico dat zich in de toekomst kan voordoen in het gebied waarin zij actief zijn.
2. Overeenkomstig artikel 17 van de FCA Verordening heeft BritNed samen met de andere TSB's een voorstel ontwikkeld voor de methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast. Dit voorstel is overeenkomstig artikel 17 juncto artikel 6 van de FCA Verordening van 6 maart 2017 tot 6 april 2017 geconsulteerd via de internetpagina van het European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).]
3. De TSB's moeten binnen een termijn van zes maanden na de goedkeuring van de methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast met betrekking tot de day-ahead- en intradaytijdsbestekken zoals opgenomen in artikel 9, zesde lid, van Verordening 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer (hierna: CACM Verordening) dit voorstel voor goedkeuring bij hun regulerende instantie indienen. Op 10 juli 2017 heeft de ACM van BritNed een aanvraag ontvangen tot goedkeuring van het voorstel. De laatste betrokken regulerende instantie heeft het voorstel ontvangen op 5 september 2017. De betrokken regulerende instanties moeten het voorstel daarom uiterlijk op 5 maart 2018 goedkeuren.
4. Aangezien het voorstel ziet op congestiebeheersprocedures is BritNed ook op grond van artikel 16, vijftiende lid, juncto artikel 10Aa, derde lid, van de Elektriciteitswet 1998 (hierna: de E-wet) verplicht om het voorstel ter goedkeuring voor te leggen aan de ACM.
5. Om een zorgvuldige besluitvorming te waarborgen heeft de ACM het voorstel met bijbehorende documenten ter inzage gelegd en gepubliceerd op haar internetpagina. Van de terinzagelegging is kennis gegeven in Staatscourant 42067 van 21 juli 2017. De ACM heeft hiermee belanghebbenden in de gelegenheid gesteld zienswijzen te geven. Naar aanleiding van de terinzagelegging zijn geen zienswijzen ontvangen.
6. De regulerende instanties hebben elkaar geraadpleegd en in nauwe coördinatie samengewerkt met het oog op het bereiken van overeenstemming, zoals beschreven in artikel 4, negende lid, van de FCA Verordening. Op 23 oktober 2017 hebben de regulerende instanties overeenstemming bereikt over het goedkeuren van het voorstel.



Besluit

7. De indeling van dit besluit is als volgt. Hoofdstuk 2 van dit besluit bevat het wettelijk kader. Het ontvangen voorstel en relevante informatie die de ACM naar aanleiding van het voorstel heeft ontvangen, is samengevat in hoofdstuk 3. Hoofdstuk 4 bevat de beoordeling van het voorstel en hoofdstuk 5 het dictum.
8. Dit besluit bevat twee bijlagen. Deze bijlagen zijn onderdeel van het besluit en bevatten respectievelijk het voorstel en de relevante artikelen van de FCA Verordening.

2. Wettelijk kader

9. In dit hoofdstuk beschrijft de ACM de bepalingen die gezamenlijk het wettelijk kader vormen voor dit besluit.

Bevoegdheidsgrondslag ACM

10. De taken waarmee de ACM is belast, zijn vastgelegd in de wet. In de E-wet zijn deze taken vastgelegd in artikel 5, eerste lid, van de E-wet:
“De Autoriteit Consument en Markt is belast met de aan haar opgedragen taken ter uitvoering van het bepaalde bij of krachtens deze wet, verordening 714/2009, verordening 713/2009 en verordening 1227/2011, alsmede met het toezicht op de naleving van het bepaalde bij of krachtens deze wet, verordening 714/2009, verordening 713/2009 en verordening 1227/2011.”
11. De FCA Verordening is vastgesteld krachtens Verordening 714/2009, waardoor de ACM op grond van artikel 5, eerste lid, van de E-wet ook belast is met taken die voortvloeien uit deze Verordening.
12. In artikel 35, eerste lid, van Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad (hierna: Richtlijn 2009/72) is het volgende geregeld:
“Iedere lidstaat wijst één enkele nationale regulerende instantie aan.”
13. De definitie van “regulerende instanties” is opgenomen in artikel 2, tweede lid, aanhef en onder a, van Verordening 714/2009:
“a) ‘regulerende instanties’: de regulerende instanties bedoeld in artikel 35, lid 1, van Richtlijn 2009/72/EG”.
Deze definitie is op grond van artikel 2 van de FCA Verordening ook op de FCA Verordening van toepassing.
14. Artikel 5, tweede lid, van de E-wet stelt dat de ACM is aangewezen als de regulerende instantie, bedoeld in artikel 35, eerste lid, van Richtlijn 2009/72:



Besluit

“De Autoriteit Consument en Markt is de regulerende instantie, bedoeld in artikel 35, eerste lid, van de richtlijn en artikel 2, tweede lid, onderdeel a, van verordening 714/2009”.

15. Het voorstel van BritNed heeft betrekking op congestiebeheersprocedures zoals bedoeld in artikel 5, zesde lid, van de E-wet. Op grond van dit artikel beslist de ACM over de goedkeuring van congestiebeheersprocedures voor landsgrensoverschrijdende netten:

“De Autoriteit Consument en Markt beslist over de goedkeuring van de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet gehanteerde congestiebeheersprocedures voor landsgrensoverschrijdende netten.”

16. Artikel 16, vijftiende lid, van de E-wet schrijft voor dat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de congestiebeheersprocedures ter goedkeuring aan de ACM voorlegt, voordat de netbeheerder deze hanteert:

“Voordat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet congestiebeheersprocedures hanteert voor landsgrensoverschrijdende netten, legt hij deze procedures ter goedkeuring voor aan de Autoriteit Consument en Markt.”

17. Artikel 10Aa, derde lid, van de E-wet schrijft vervolgens voor dat het bovenstaande artikel ook op BritNed van toepassing is:

“Voor een interconnector-beheerder zijn uitsluitend de artikelen 16, eerste lid, onderdeel a, b, j, k en l, tweede lid, onderdeel g, k en m, en vijftiende lid, 24, 26a, eerste lid, 31a, 51, 52 en 79 van overeenkomstige toepassing.”

Relevante artikelen FCA Verordening

18. Artikel 3 van de FCA Verordening bevat de doelstellingen van de capaciteitstoewijzing op de langere termijn. In artikel 4, vijfde tot en met negende lid, van de FCA Verordening wordt het proces van de vaststelling van voorwaarden of methodologieën beschreven. Artikel 17 van de FCA Verordening en artikel 16 van de CACM Verordening zijn relevant in verband met het voorstel van BritNed. Zie bijlage 1 bij dit besluit voor een overzicht van de in dit randnummer genoemde artikelen.

3. Het voorstel

19. Het voorstel (opgenomen in bijlage 2 bij dit besluit) omvat een methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast.



Besluit

20. Het voorstel beschrijft welke informatie bij de TSB moet worden aangeleverd om de vaststelling van het gemeenschappelijk netwerkmodel mogelijk te maken. Verschillende partijen dienen hiervoor informatie aan te leveren. De betrokken partijen zijn de regionale netbeheerders, beheerders van een gesloten distributiesysteem, producenten, afnemers, en gelijkstroom interconnector-beheerders.
21. Deze partijen dienen drie typen informatie aan te leveren: (i) structurele informatie, (ii) variabele informatie en (iii) minder frequent veranderende informatie. Structurele informatie betreft belangrijke elementen van de fysieke samenstelling die verbonden zijn met het net van de TSB. Variabele informatie betreft informatie over onder andere geplande elektrische stroom. In sommige gevallen moet ook minder frequent veranderende informatie worden aangeleverd, zoals over apparatuur waarvan periodiek de instellingen worden gewijzigd.
22. Het voorstel beschrijft tevens wanneer deze informatie moet worden aangeleverd, dat de TSB's de kwaliteit van de informatie monitoren, en wanneer de TSB's de processen rond aanlevering van de informatie hebben geïmplementeerd.

4. Beoordeling

23. Artikel 4, achtste lid, van de FCA Verordening bepaalt dat het voorstel een voorgesteld tijdschema voor de tenuitvoerlegging en een beschrijving van het verwacht effect op de doelstellingen van deze verordening bevat.
24. Artikel 18 van het voorstel bevat het tijdschema voor de tenuitvoerlegging. Voor de ACM is het belangrijk dat de implementatie in lijn is met de tijdlijn voor de algemene uitvoering van de FCA Verordening. Dat is het geval. Het voorstel bevat in de preambule 11 tot en met 17 ook een uitleg van het verwacht effect op de doelstellingen van de FCA Verordening.

Eisen uit artikel 17 van de FCA Verordening juncto artikel 16 van de CACM Verordening

25. Artikel 17, tweede lid, van de FCA Verordening stelt dat de eisen van artikel 16 van de CACM Verordening van toepassing zijn.
26. Artikel 16, tweede lid, van de CACM Verordening stelt dat TSB's in het voorstel moeten specificeren welke opwekkingseenheden en basislasten informatie moeten aanleveren. De ACM constateert dat de artikelen 5, 8, 11 en 13 van het voorstel deze specificatie bevatten. De in het voorstel benoemde opwekkingseenheden en basislasten vallen binnen de reikwijdte die in artikel 16 van de CACM Verordening aan de TSB's is gegeven om informatie op te vragen.



Besluit

27. Artikel 16, derde lid, van de CACM Verordening beschrijft welke informatie aan de TSB's moet worden verstrekt. De ACM constateert dat de artikelen 5 tot en met 15 van het voorstel deze informatie beschrijven. Daarbij wordt in het voorstel onderscheid gemaakt tussen de verschillende type informatieverstrekken. In het voorstel is tevens op een naar het oordeel van de ACM proportionele wijze per type informatieverstrekker uitgewerkt welke onderdelen uit de bedrijfsvoering van die informatieverstrekker relevant zijn voor het opstellen van het gemeenschappelijke netwerkmodel.
28. Artikel 16, vierde lid, van de CACM Verordening stelt dat het voorstel uiterste termijnen voor het verstrekken van de informatie specificeert. Artikel 17 van het voorstel bevat deze termijnen. Hierbij houdt het voorstel rekening met de termijnen die marktdeelnemers al bij bestaande processen hanteren.

Conclusie

29. Op grond van het voorgaande concludeert de ACM dat het voorstel niet in strijd is met de doelstellingen en eisen van de FCA Verordening. De ACM keurt daarom het voorstel goed, op grond van artikel 4, vijfde lid van de FCA Verordening en artikel 5, zesde lid, van de E-wet.



Besluit

5. Dictum

30. De Autoriteit Consument en Markt keurt het voorstel goed.
31. Van dit besluit wordt mededeling gedaan in de Staatscourant. Voorts publiceert de Autoriteit Consument en Markt dit besluit op de internetpagina van de Autoriteit Consument en Markt.
32. Dit besluit treedt in werking op 15 december 2017.

's-Gravenhage,
Datum: 13 december 2017

Autoriteit Consument en Markt
namens deze,

w.g.

mr. P.C.M. Bijlenga
Teammanager Directie Energie

8/12

Tegen dit besluit kan degene, wiens belang rechtstreeks bij dit besluit is betrokken, binnen zes weken na de dag van bekendmaking van dit besluit een gemotiveerd bezwaarschrift indienen bij de ACM, Directie Juridische Zaken, Postbus 16326, 2500 BH Den Haag. In dit bezwaarschrift kan een belanghebbende op basis van artikel 7:1a, eerste lid, van de Algemene wetbestuursrecht, de ACM verzoeken in te stemmen met rechtstreeks beroep bij de administratieve rechter.



Besluit

Bijlage 1: relevante artikelen FCA Verordening en CACM Verordening

Artikel 3 van de FCA verordening

“Met deze verordening worden de volgende doelstellingen nagestreefd:

- a) bevorderen van doeltreffende zoneoverschrijdende handel op de lange termijn door middel van zoneoverschrijdende indekkingsmogelijkheden op de lange termijn voor marktdeelnemers;*
- b) optimaliseren van de berekening en toewijzing van zoneoverschrijdende capaciteit op de lange termijn;*
- c) zorgen voor niet-discriminerende toegang tot zoneoverschrijdende capaciteit op de lange termijn;*
- d) waarborgen van de niet-discriminerende behandeling van TSB's, het Agentschap, regulerende instanties en marktdeelnemers;*
- e) rekening houden met de behoefte aan een billijke en ordelijke capaciteitstoewijzing op de langere termijn en ordelijke prijsvorming;*
- f) waarborgen en verbeteren van de transparantie en betrouwbaarheid van de informatie betreffende de capaciteitstoewijzing op de langere termijn;*
- g) bijdragen tot de efficiënte langetermijnexploitatie en -ontwikkeling van het elektriciteitstransmissiesysteem en de elektriciteitssector in de Unie.”*

Artikel 4, vijfde tot en met negende lid, van de FCA Verordening:

“ [...]

5. Elke regulerende instantie is verantwoordelijk voor goedkeuring van de in de leden 6 en 7 bedoelde voorwaarden of methodologieën.

6. De voorstellen voor de volgende voorwaarden of methodologieën worden ter goedkeuring voorgelegd aan alle regulerende instanties:

[...]

c) de eisen betreffende het centrale toewijzingsplatform overeenkomstig artikel 49;

[...]

f) de methodologie voor het delen van de kosten van het opzetten, ontwikkelen en exploiteren van het centrale toewijzingsplatform overeenkomstig 59;

[...]

8. Het voorstel voor de voorwaarden of methodologieën omvat een voorgesteld tijdschema voor hun tenuitvoerlegging en een beschrijving van hun verwacht effect op de doelstellingen van deze verordening. [...]

9. Wanneer de vaststelling van de voorwaarden of methodologieën een besluit van meer dan één regulerende instantie vergt, raadplegen de bevoegde regulerende instanties elkaar en werken zij in nauw overleg samen met het oog op het bereiken van overeenstemming. Indien van toepassing houden de bevoegde regulerende instanties rekening met het advies van het Agentschap. De



Besluit

10/12

regulerende instanties nemen besluiten betreffende de ingediende voorwaarden of methodologieën overeenkomstig de leden 6 en 7 binnen een termijn van zes maanden na de ontvangst van de voorwaarden of methodologieën door de regulerende instantie of, indien van toepassing, door de laatste betrokken regulerende instantie.

[...]

13. De TSB's die verantwoordelijk zijn voor de vaststelling van de voorwaarden of methodologieën overeenkomstig deze verordening, maken die bekend op het internet na de goedkeuring door de bevoegde regulerende instanties of, wanneer een dergelijke goedkeuring niet vereist is, na de vaststelling ervan, behalve wanneer dergelijke informatie overeenkomstig artikel 7 als vertrouwelijk wordt beschouwd.”

Artikel 17 van de FCA Verordening:

“1.Uiterlijk zes maanden na de goedkeuring van de methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast met betrekking tot de day-ahead- en intradaytijdsbestekken zoals opgenomen in artikel 9, lid 6, van Verordening (EU) 2015/1222 ontwikkelen alle TSB's gezamenlijk een voorstel voor één enkele methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast, op basis waarvan de gegevens betreffende opwekking en basislast worden geleverd die zijn vereist voor de vaststelling van het gemeenschappelijk netwerkmodel voor langetermijntijdsbestekken. Met betrekking tot dit voorstel wordt een raadpleging overeenkomstig artikel 6 gehouden. De methodologie houdt rekening met en vormt een aanvulling op de in artikel 16 van Verordening (EU) 2015/1222 vastgestelde methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast.

2.Bij de ontwikkeling van de methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast zijn de eisen van artikel 16 van Verordening (EU) 2015/1222 van toepassing.”

Artikel 16 van de CACM Verordening

1.Binnen een tijdsbestek van tien maanden na de inwerkingtreding van deze verordening ontwikkelen alle TSB's gezamenlijk een voorstel voor een eenvormige methodologie voor het verstrekken van de opwekkings- en basislastgegevens die vereist zijn om het gemeenschappelijk netwerkmodel op te stellen; met betrekking tot dit voorstel wordt een raadpleging overeenkomstig artikel 12 gehouden. Het voorstel omvat een op de doelstellingen van deze verordening gebaseerde rechtvaardiging voor het verkrijgen van deze informatie.



Besluit

11/12

2. In het voorstel voor een methodologie voor het verstrekken van de opwekkings- en basislastgegevens wordt gespecificeerd welke opwekkingseenheden en basislasten de voor de capaciteitsberekening vereiste informatie aan hun respectieve TSB's moeten toezenden.

3. In het voorstel voor een methodologie voor het verstrekken van de opwekkings- en basislastgegevens wordt de informatie gespecificeerd die door de opwekkingseenheden en basislasten aan de TSB's moet worden verstrekt. Die informatie bevat de volgende elementen:

- a) informatie over hun technische kenmerken;*
- b) informatie over de beschikbaarheid van opwekkingseenheden en basislasten;*
- c) informatie met betrekking tot de tijdschema's van de opwekkingseenheden;*
- d) relevante beschikbare informatie over de wijze van dispatching van de opwekkingseenheden.*

4. In de methodologie worden de voor de opwekkingseenheden en basislasten geldende uiterste termijnen voor het verstrekken van de in lid 3 bedoelde informatie gespecificeerd.

5. Elke TSB gebruikt de in lid 3 bedoelde informatie en deelt die met andere TSB's. De in lid 3, onder d), bedoelde informatie wordt uitsluitend gebruikt voor capaciteitsberekeningsdoeleinden.

6. Uiterlijk twee maanden na goedkeuring door alle regulerende instanties van de methodologie voor het verstrekken van de opwekkings- en basislastgegevens publiceert het ENTSO voor elektriciteit:

- a) een lijst van de entiteiten die informatie aan de TSB's moeten verstrekken;*
- b) een overzicht van de in lid 3 bedoelde te verstrekken informatie;*
- c) de uiterste termijnen voor het verstrekken van die informatie.*



Besluit

Bijlage 2: het voorstel

All TSOs' proposal for a generation and load data provision methodology in accordance with Article 17 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

23 May 2017

TSOs, taking into account the following:

Whereas

- (1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as "TSOs") regarding the development of a proposal for a generation and load data provision methodology (hereafter referred to as "GLDPM").
- (2) This proposal (hereafter referred to as the "GLDPM Proposal") takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (hereafter referred to as "Regulation 2016/1719") as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as "Regulation (EC) No 714/2009"). The goal of Regulation 2016/1719 is the coordination and harmonisation of capacity calculation and allocation in the long-term cross-zonal markets. To facilitate these aims, it is necessary for all TSOs to use a common grid model. A common grid model can only be created if all TSOs have access to the generation and load data that this requires. "Generation" encompasses all injections into the transmission network and "Load" encompasses all withdrawals from the transmission network.
- (3) While the GLDPM described in the present GLDPM Proposal sets out requirements with respect to the delivery of the generation and load data required to establish the common grid model, the rules

on how to establish the common grid model itself are addressed in the common grid model methodology pursuant to Article 18 of Regulation 2016/1719.

- (4) Article 16 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as "Regulation 2015/1222") is referred to in Article 17 of Regulation 2016/1719 and defines several specific requirements that the GLDPM Proposal should take into account:

"1. By 10 months after the entry into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a single methodology for the delivery of the generation and load data required to establish the common grid model, which shall be subject to consultation in accordance with Article 12. The proposal shall include a justification based on the objectives of this Regulation for requiring the information.

2. The proposal for the generation and load data provision methodology shall specify which generation units and loads are required to provide information to their respective TSOs for the purposes of capacity calculation.

3. The proposal for a generation and load data provision methodology shall specify the information to be provided by generation units and loads to TSOs. The information shall at least include the following: (a) information related to their technical characteristics; (b) information related to the availability of generation units and loads; (c) information related to the schedules of generation units; (d) relevant available information relating to how generation units will be dispatched.

4. The methodology shall specify the deadlines applicable to generation units and loads for providing the information referred to in paragraph 3.

5. Each TSO shall use and share with other TSOs the information referred to in paragraph 3. The information referred to in paragraph 3(d) shall be used for capacity calculation purposes only.

6. No later than two months after the approval of the generation and load data provision methodology by all regulatory authorities, ENTSO for Electricity shall publish: (a) a list of the entities required to provide information to the TSOs; (b) a list of the information referred to in paragraph 3 to be provided; (c) deadlines for providing information."

- (5) Article 17 of Regulation 2016/1719 constitutes the legal basis for the proposal for a generation and load data provision methodology for long-term time frames and sets out several additional requirements:

"1. No later than six months after the approval of the generation and load data provision methodology established for the day-ahead and intraday time frames referred to in Article 9(6) of Regulation (EU) 2015/1222, all TSOs shall jointly develop a proposal for a single generation and load data provision methodology for delivering the generation and load data required to establish the common grid model for long-term time frames. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 6. The methodology shall take into account and complement the generation and load data provision methodology according to Article 16 of Regulation (EU) 2015/1222.

2. When developing the generation and load data provision methodology, the requirements set in Article 16 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply."

- (6) Article 2(2) of Regulation 2015/1222 defines the common grid model as

"a Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic (sic) of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process"

- (7) Article 2(1) of Regulation 2015/1222 defines an individual grid model as
"a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model"
- (8) Article 19 of Regulation 2015/1222 also includes relevant provisions:
"2. Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.
3. Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame."
5. Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state."
- (9) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 sets out two further obligations:
"The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation."
- (10) Article 28(1) and (2) of Regulation 2015/1222 referred to in Article 22 of Regulation 2016/1719 formulates additional obligations relevant for the GLDPM Proposal addressed to the generation units and loads as data providers:
"1. For each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1), each generator or load unit subject to Article 16 shall provide the data specified in the generation and load data provision methodology to the TSO responsible for the respective control area within the specified deadlines.
2. Each generator or load unit providing information pursuant to Article 16(3) shall deliver the most reliable set of estimations practicable."
- (11) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 requires that the expected impact of the GLDPM Proposal on the objectives of Regulation 2016/1719 is described. The impact is presented below (points (12) to (20) of this Whereas Section). The description of the impact of the GLDPM Proposal on the objectives of Regulation 2016/1719 should be read in conjunction with the related articles of the Common Grid Model Methodology required pursuant to Article 18 of Regulation 2016/1719 being a companion methodology to the GLDPM Methodology.
The GLDPM Proposal contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 3 of Regulation 2016/1719. In particular, the GLDPM Proposal serves the objective of promoting effective long-term cross-zonal trade with long-term cross-zonal hedging opportunities for market participants (Article 3(a) of Regulation 2016/1719) in contributing to coordinated capacity calculation by prescribing the inputs required from the addressees of the proposal to facilitate the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied).
- (12) In accordance with Article 3(b) of Regulation 2016/1719, and taking into account the capacity calculation methodologies to be developed under Regulation 2016/1719, the creation of the common grid model and use thereof in the capacity calculation process (for long-term markets,

used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied) will optimise the calculation and allocation of cross-zonal capacity by ensuring a common methodology and inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model. The GLDPM Proposal contributes to meeting this objective of Regulation 2016/1719 by prescribing the inputs required from the addressees of the proposal to facilitate the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

- (13) The GLDPM Proposal ensures that the objective of fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOS, the Agency, regulatory authorities and market participants is met insofar as the requirements in respect of data provision by the addressees of the GLDPM Proposal are common and binding throughout the Union. The GLDPM Proposal, in setting out requirements for data provision to facilitate the operation of the Common Grid Model Methodology required pursuant to Article 18 of Regulation 2016/1719, contributes to the general aim of non-discriminatory access to long-term cross-zonal capacity further to Article 3(c) of Regulation 2016/1719.
- (14) The CGM Methodology ensures and enhances the transparency and reliability of information further to Article 3(f) of Regulation 2016/1719 by providing for monitoring of the quality and timely delivery of data to TSOs. The detailed requirements in relation to data provision in the GLDPM Proposal enhance the reliability of the data that will be available to TSOs for the purposes of creating individual grid models and the creation of the common grid model (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied).
- (15) The GLDPM Proposal also contributes to the objective of respecting the need for a fair and orderly forward capacity allocation (Article 3(e) of Regulation 2016/1719) by contributing to the provision of a common grid model to be used in the capacity calculation process on the basis of the common grid model (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied).
- (16) The GLDPM Proposal will contribute to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union by virtue of outlining the common requirements in terms of data provision to be used as inputs for creating the common grid model that will be used in a coordinated manner throughout the Union (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied). (Article 3(g) of Regulation 2016/1719)
- (17) The GLDPM Proposal contributes to the objective of providing non-discriminatory access to long-term cross-zonal capacity (Article 3(c) of Regulation 2016/1719) again by specifying the common data provision requirements that form the basis for provision of the common grid model (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied).
- (18) Article 16(1) of Regulation 2015/1222 which Article 17 of Regulation 2016/1719 refers to requires that a justification based on the objectives of the regulation for requiring the information sought is included in this proposal. It has been outlined that the GLDPM Proposal complies generally with the objectives of Regulation 2016/1719 in that the information being sought contributes to the formation of the common grid model, further to the requirements outlined in the

Common Grid Model Methodology as required under Article 18 of Regulation 2016/1719. The information required to be provided by the addressees of the GLDPM Proposal constitute the inputs required by TSOs to prepare their individual grid models further to the Common Grid Model Methodology referenced above. As the GLDPM Proposal prevents double-reporting of information by the addressees of the proposal, the requirements for information provision are balanced and proportionate. The proposal further allows for the continuation of data provision under existing mechanisms in individual jurisdictions throughout the Union, thus ensuring as minimal an impact as possible on the addressees of the proposal.

SUBMIT THE FOLLOWING GLDPM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1

Subject matter and scope

1. The generation and load data provision methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 17 of Regulation 2016/1719.
2. This methodology shall apply in the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719.
3. This methodology shall also apply to those jurisdictions outside the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719 whose TSOs have joined the CGM process on a voluntary basis in accordance with the provisions in Article 1 of the common grid model methodology.
4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that in those jurisdictions participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 all relevant parties respect their obligations. If the relevant parties do not respect their essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2016/1719, the TSOs in the area referred to in paragraph 1 shall terminate the voluntary participation in the CGM process of the TSO(s) in the corresponding jurisdictions in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.
5. This methodology does not apply to HVDC connections that are operated by one TSO if the corresponding Member State has assigned the responsibility for complying with the obligations set out in Article 17 of Regulation 2016/1719 to a different TSO.

Article 2

Definitions and interpretation

For the purposes of this proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of Regulation 2016/1719 and the other items of legislation referenced therein as well as Article 2 of the Generation and Load Data Provision Methodology pursuant to Article 16 of Regulation 2015/1222.

Article 3

General principles

1. This methodology sets out the generation and load data which may be required by TSOs in order to establish the common grid model. Each TSO shall have the right but not the obligation to obtain these data from the owner of the corresponding network element or the party responsible for providing the information, as the case may be, provided that all of the following conditions are met:
 - a. the TSO requires the data in order to build its individual grid model or to meet other obligations that are essential to establishing the common grid model; the set of required data shall be the minimum set that enables the TSO to do so;
 - b. the data are not already available to the TSO
 - i. either pursuant to national legislation or regulation, on a contractual basis or based upon some other kind of legally binding mechanism;
 - ii. or as data publicly available via the central information transparency platform pursuant to Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council (hereafter referred to as "Regulation 543/2013") or pursuant to Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (hereafter referred to as "Regulation 1227/2011 (REMIT)").
2. This methodology does not confer upon TSOs the right to request data not explicitly described in this methodology. For avoidance of doubt, data not used in order to build individual grid models for long-term time-frames are out of scope of the present methodology.
3. The harmonisation requirement set out in Article 19(4) of Regulation 2015/1222 referred to in Article 20 of Regulation 2016/1719 shall be understood to refer to the harmonisation of modelling principles. TSOs shall not invoke the harmonisation requirement in order to obtain data which they do not require in order to build their individual grid model or in order to meet other obligations that are essential to establishing the common grid model.
4. Except where explicitly stated otherwise, the owner of the corresponding network element shall be the party required to provide the data to the TSO.
5. Data to be provided to the TSO under this methodology shall, in principle, be provided directly to the TSO. Subject to the agreement of the TSO, parties required to provide data under the generation and load data provision methodology shall be allowed to delegate tasks in accordance with the principles set out in Article 62 of Regulation 2016/1719. The TSO shall not unreasonably withhold its agreement.
6. Subject to the confidentiality obligations set out in Article 7 of Regulation 2016/1719, TSOs may share the data obtained with other TSOs that participate in the CGM process pursuant to Article 16(3) of Regulation 2015/1222 referred to in Article 17 of Regulation 2016/1719 as well as the alignment agents referred to in Article 19 of the common grid model methodology, the merging agents referred to in Article 20 of the common grid model methodology, and the owner of the information platform referred to in Article 21 of the common grid model methodology.

7. Regarding the enforceability of the present methodology and the dispute resolution related to its provisions including the implementation and interpretation of this methodology and the proper functioning of the data provision process the relevant Union and national law applies.
8. All times stated in this GLDPM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.
9. This methodology solely relates to the provision of data and deadlines associated with the CGM process and does not affect existing or future obligations to provide data or deadlines related to any other system operation process if those obligations to provide data or those deadlines are based on national legislation or regulation, contractual arrangements, or some other kind of legally binding mechanism.

Article 4

Data provision

1. Each party obliged to provide data under this methodology shall respect the implementation rules set by the responsible TSO.
2. This methodology in conjunction with the provisions of the common grid model methodology as required under Article 18 of Regulation 2016/1719 shall make it possible to create the common grid model pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719. In particular, this means that this methodology relates to the elements of the high-voltage and extra high-voltage network, insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.
3. Where this methodology refers to a breakdown by primary energy sources, a breakdown into primary energy sources consistent with those used by the central information transparency platform referred to in Article 3 of Regulation 543/2013 is required.

Article 5

Distribution and closed distribution system operators – structural data

1. Distribution and closed distribution system operators shall provide the structural data described in paragraph 2 of this Article if these grid elements pertain to a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. The relevant grid elements and the data to be provided for these are
 - a. sub-stations: voltage levels, busbar sections and if applicable to the modelling approach used by the TSO switching devices to include switching device identifier and switching device type, comprising either breaker or isolator or load break switch;
 - b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
 - c. power transformers incl. phase-shifting power transformers: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected, the type of tap changer, and type of regulation,

- where applicable;
- d. power compensation devices and flexible AC transmission systems (FACTS): type, electrical characteristics, and type of regulation where applicable.
- 3. Distribution and closed distribution system operators shall provide a model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV if
 - a. these parts of the grid are used in regional operational security analysis, or
 - b. the relevant grid elements in those parts of the grid are connecting
 - i. a generation unit or load modelled in detail in accordance with Article 8 or 11 to the 220 kV or higher voltage level; or
 - ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.
- 4. Models and equivalent models pursuant to paragraph 3 shall contain aggregates of load separated from generation and generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.
- 5. Distribution and closed distribution system operators shall provide the following information on operational monitoring limits for the relevant grid elements described in this Article:
 - a. a PATL reflecting the nominal rating for each season if the rating does not depend upon meteorological conditions or the pre-fault loading;
 - b. one or more TATLs, reflective of the corresponding season and based on the applicable PATL, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment;
 - c. for each TATL specified pursuant to point (b) a TATL duration;
 - d. tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;
 - e. maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements.

Article 6

Distribution and closed distribution system operators – infrequently changing variable data

1. Distribution and closed distribution system operators shall provide the following infrequently changing variable data for the relevant network elements:
 - a. the tap position of all modelled power transformers including phase-shifting transformers without regulation;
 - b. the best forecast operational topological situation defined as the expected configuration of the corresponding parts of the grid;
 - c. control settings for the following items of regulating equipment referred to in Articles 5 and 8, respectively, where modelled and relevant:
 - i. power transformers and associated tap changers;
 - ii. phase-shifting transformers and associated tap changers;
 - iii. reactive compensation devices;

1. shunt compensators - shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;
2. static VAR compensators;
3. synchronous condensers;
4. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;
- iv. generators - with respect to voltage regulation;
- d. the control settings pursuant to point (c) shall include the following data where applicable:
 - i. regulation status - enabled or disabled;
 - ii. regulation mode - voltage, active power, reactive power, power factor, current or another mode as appropriate;
 - iii. regulation target or target range - in kV, MW, Mvar, p.u. or another unit as appropriate;
 - iv. regulation target deadband;
 - v. regulation participation factor;
 - vi. regulated node.

Article 7

Distribution and closed distribution system operators – variable data

1. Distribution and closed distribution system operators shall provide the following variable data for the network elements referred to in Article 5:
 - a. the planned or forced unavailability of modelled items of equipment that are known to be unavailable;
 - b. topological remedial actions pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719 as well as topological agreed measures pursuant to the common grid model methodology.

Article 8

Generation – structural data

1. Owners of generation units including synchronous condensers and pumps shall provide the relevant information described in this Article if these are modelled in detail, whether on an individual or composite basis. Generation units shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar generation units may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For generation units modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the individual grid model. The owners of the individual generation units shall provide the detailed information on the generation units and the relevant DSO shall provide detailed information on the grid connections such that the TSO can compute the equivalent model. Alternatively the complete

- equivalent model shall be provided to the TSO.
3. Distribution including closed distribution system operators shall provide the relevant information described in this Article for generation capacity not modelled in detail. This generation capacity shall be modelled as aggregates separated by primary energy sources and separated from load.
 4. For both generation units modelled in detail and for aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load the following data shall be provided:
 - a. connection point;
 - b. primary energy source.
 5. For generation units modelled in detail, the following data shall be provided:
 - a. maximum active power and minimum active power; defined as those values which the generation unit can regulate to. In the case of hydroelectric pumped storage generation units, two cycles shall be modelled and two records have to be provided, being one for the generating mode and one for the pumping mode;
 - b. the type of control mode, being one of the following: disabled, voltage control, power factor control, reactive power control and, for voltage-controlled generation units, the regulated buses, where the scheduled voltage is set up;
 - c. maximum and minimum values of reactive power when the minimum and maximum active power is delivered as well as the associated capability curve;
 - d. the auxiliary load of the generation unit representing the internal demand of the generation unit shall be modelled as a non-conforming load at the connection point of the generation unit.
 6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be provided:
 - a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid referred to in Article 5 broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.
 7. For generation units modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, the aggregator shall provide the following data:
 - a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 9

Generation – infrequently changing variable data

1. Owners of generation units modelled in detail or, in the case of generation units modelled in detail on a composite basis, the owners of the individual generation units shall provide the following infrequently changing variable data for the generation units referred to in Article 8:
 - a. applicable priority dispatch requirements.
2. The information referred to in paragraph (1)(a) constitutes relevant available information relating to

how generation units will be dispatched pursuant to Article 16(3)(d) of Regulation 2015/1222 as referred to in Article 17 of Regulation 2016/1719 and shall be used for capacity calculation purposes only.

Article 10

Generation – variable data

1. Owners of generation units modelled in detail or, in the case of generation units modelled in detail on a composite basis, the owners of the individual generation units shall provide the following variable data for the generation units referred to in Article 8:
 - a. information about upward and downward active power reserves and other types of ancillary services;
 - b. outage plans;
 - c. testing profiles;
 - d. scheduled unavailability;
 - e. any active power capacity restrictions;
 - f. forecast active power output.
2. The information referred to in paragraph (1)(a) constitutes relevant available information relating to how generation units will be dispatched pursuant to Article 16(3)(d) of Regulation 2015/1222 as referred to in Article 17 of Regulation 2016/1719 and shall be used for capacity calculation purposes only.

Article 11

Load – structural data

1. Loads shall provide the relevant information described in this Article if they are modelled in detail whether on an individual or composite basis. Loads shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar loads may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For loads modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the individual grid model. The owners of the loads shall provide the detailed information on the loads and the relevant DSO shall provide detailed information on the grid connections such that the TSO can compute the equivalent model. Alternatively the complete equivalent model shall be provided to the TSO.
3. Distribution including closed distribution system operators shall provide the relevant information described in this Article for loads not modelled in detail which shall be modelled as aggregates.
4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be provided:
 - a. connection point;

- b. maximum active power consumption;
 - c. power factor or reactive power;
 - d. conforming flag where the value "true" means that the active and reactive power consumption of the load shall be scaled when scaling the overall load.
5. For loads modelled in detail the following data shall be provided:
 - a. characteristics of reactive power control if installed;
 - b. maximum and minimum active power available for demand response and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response.
6. For loads modelled as aggregates the following data shall be provided:
 - a. aggregates of loads separated from generation in the corresponding parts of the grid referred to in Article 5 broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.
7. For loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, the aggregator shall provide the following data:
 - a. aggregates of maximum and minimum active power available for demand response separated from generation and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 12

Load – variable data

1. Owners of loads modelled in detail or, in the case of loads modelled in detail on a composite basis, the owners of the individual loads, shall provide the following variable data for the loads referred to in Article 11 if applicable:
 - a. planned outages;
 - b. forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response.

Article 13

HVDC links – structural data

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones. The TSO or TSOs concerned shall decide on the degree of detail with which the HVDC link is to be modelled. They shall base their decision on the functions for which the HVDC link is to be used. By default an HVDC link shall be modelled in detail and the AC/DC part of the HVDC link shall be exchanged unless the functions that it is used for do not require this.
2. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the owner shall provide the following data:
 - a. connection points.
3. For HVDC links to be modelled in detail the owner shall provide a detailed model which shall include
 - a. electrical characteristics;
 - b. type and characteristics of supported control modes.
4. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points and the owner shall not have to provide additional structural data.

Article 14

HVDC links – infrequently changing variable data

1. Owners of HVDC links modelled in detail shall provide the following infrequently changing variable data for the HVDC links referred to in Article 13:
 - a. control settings including
 - i. operating mode - inverter/rectifier;
 - ii. control mode - voltage, active power, reactive power, power factor, current, or similar mode;
 - iii. voltage targets;
 - iv. regulated nodes.

Article 15

HVDC links – variable data

1. Owners of HVDC links modelled in detail shall provide the following variable data for the HVDC links referred to in Article 13 if applicable:
 - a. active power targets.

Article 16

Deadlines for providing the information

1. The default deadlines for providing the information by type of data item are as follows:
 - a. structural data: six months before the entry into operation or the implementation of a change in the relevant characteristics of the corresponding network element; the continued validity of the data provided needs to be confirmed every year by 01 April;
 - b. infrequently changing variable data and variable data:
 - i. changes expected during the following year need to be signalled to the TSO by 01 April of each year;
 - ii. changes expected during the following month need to be signalled to the TSO by the 5th day of each month;
2. When setting deadlines for the provision of the data, each TSO may set a deadline that is less constraining for data providers than the default deadline specified in paragraph 1. Where a TSO has set a deadline that is less constraining than the default deadline and later wishes to modify that deadline in a way that is more constraining, it shall ensure that the principles outlined in Regulation 2016/1719 in terms of stakeholder consultation are adhered to or in the alternative, ensure that sufficient consultation and approval processes take place to satisfy the requirements at a national level, provided that such alternative approach remains in compliance with the general principles of stakeholder consultation outlined in Regulation 2016/1719. Under no circumstances shall TSOs set deadlines that are more constraining for data providers than the default deadlines in order to obtain data under this methodology.

Article 17

Quality monitoring

1. Each TSO shall monitor the quality of the data provided to it as well as the timeliness of data delivery and overall compliance with the implementation rules.
2. If a TSO identifies problems with respect to the quality of the data provided to it or the timeliness of data delivery or overall compliance with the implementation rules it shall in the first instance attempt to resolve these problems directly with the entity concerned.

Article 18

Timescale for implementation

1. Upon approval of the present methodology each TSO shall publish it on the internet in accordance with Article 4(13) of Regulation 2016/1719.
2. By one month after the approval of the present methodology, each TSO shall

- a. inform the entities required to provide data about the information they are required to provide as well as the deadlines for providing the information;
 - b. forward the information set out in (a) to ENTSO-E;
 - c. prepare draft implementation rules on the practicalities of data provision specifying, for example, data formats and technical requirements with respect to the IT implementation of the data provision process in accordance with the procedures applicable under national law. Each TSO shall ensure that these implementation rules make use of existing infrastructure and data delivery processes to the extent possible and it shall allow sufficient time for implementation; where appropriate TSOs shall also provide clarification on definitions and other guidance as may be required.
3. By two months after the approval of the present methodology, ENTSO-E shall publish the information referred to in Article 16(6) of Regulation 2015/1222 as referred to in Article 17 of Regulation 2016/1719.
4. By twelve months after the approval of the present methodology or 14 December 2017, whichever is later, each TSO shall ensure that the data provision process required in order to implement the methodology is operational; this entails that all necessary steps required by national legislation or regulations such as stakeholder consultation or NRA approval shall have been completed. At a minimum, implementation rules need to have been finalised and the data provision process needs to have been tested.

Article 19

Language

The reference language for this proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 4(13) of Regulation 2016/1719 and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the proposal.