
All TSOs' proposal for a common grid model methodology in accordance with Article 18 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

09 June 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 common grid model methodology (hereafter referred to as "CGMM").
- (2) This proposal (hereafter referred to as the "CGMM 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 on the basis of a common methodology for building such a model.
- (3) While the CGMM described in the present CGMM Proposal enables a common grid model to be

- established, the delivery of the generation and load data required to establish the common grid model is addressed in the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2016/1719.
- (4) Article 17 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 18 of Regulation 2016/1719 and defines several specific requirements that the CGMM Proposal should take into account:
- "1. By 10 months after the entering into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.*
- 2. The common grid model methodology shall enable a common grid model to be established. It shall contain at least the following items:*
- (a) a definition of scenarios in accordance with Article 18;*
- (b) a definition of individual grid models in accordance with Article 19;*
- (c) a description of the process for merging individual grid models to form the common grid model."*
- (5) Article 18 of Regulation 2016/1719 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid methodology for long-term time frames and sets out several additional requirements:
- "1. No later than six months after the approval of the common grid model methodology established for the day-ahead and intraday time frames referred to in Article 9(6) of Commission Regulation (EU) 2015/1222, all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology for long-term time frames. The methodology shall be subject to consultation in accordance with Article 6.*
- 2. The common grid model methodology shall take into account and complement the common grid model methodology developed pursuant to Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222. The methodology shall enable the establishment of the common grid model for long-term capacity calculation time frames in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied.*
- 3. When developing the common grid model methodology, the requirements set in Article 17 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(4) of Regulation 2015/1222 defines a scenario as:
- "the forecasted status of the power system for a given time-frame"*
- (8) 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"*
- (9) The requirements set out in Article 17 are spelt out in more detail in Articles 18 and 19 of Regulation 2015/1222. Article 18 on scenarios outlines the following:

"1. All TSOs shall jointly develop common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b). The common scenarios shall be used to describe a specific forecast situation for generation, load and grid topology for the transmission system in the common grid model.

2. One scenario per market time unit shall be developed both for the day-ahead and the intraday capacity calculation time-frames.

3. For each scenario, all TSOs shall jointly draw up common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line. These common rules shall be based on the best forecast of the net position for each bidding zone and on the best forecast of the flows on each direct current line for each scenario and shall include the overall balance between load and generation for the transmission system in the Union. There shall be no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges when defining scenarios, in line with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009."

1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 outlines the following:

"When defining appropriate network areas in and between which congestion management is to apply, TSOs shall be guided by the principles of cost-effectiveness and minimisation of negative impacts on the internal market in electricity. Specifically, TSOs shall not limit interconnection capacity in order to solve congestion inside their own control area, save for the abovementioned reasons and reasons of operational security. If such a situation occurs, this shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users. Such a situation shall be tolerated only until a long-term solution is found. The methodology and projects for achieving the long-term solution shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users."

- (10) Article 19 sets out more specific requirements with respect to individual grid models, the basic building blocks of the common grid model:

"1. For each bidding zone and for each scenario:

(a) all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3); or

(b) each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3).

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.

4. All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.

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.

6. Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses."

- (11) The requirements set out in Article 18 are spelt out in more detail in Articles 19 and 20 of Regulation 2016/1719. Article 19 on scenarios outlines the following:
- "1. All TSOs in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied, shall jointly develop a common set of scenarios to be used in the common grid model for each long-term capacity calculation time frame.*
- 2. When developing the common set of scenarios, the relevant requirements set in Article 18 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply".*
- (12) Article 20 of Regulation 2016/1719 stipulates:
- "When developing the individual grid model for a long-term capacity calculation time frame in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied, each TSO shall apply the requirements set in Article 19 of Regulation (EU) 2015/1222."*
- (13) Article 27(1) of Regulation 2015/1222 formulates a requirement related to the merging process:
- "1. No later than six months after the decision on the generation and load data provision methodology referred to in Article 16 and the common grid model methodology referred to in Article 17, all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models."*
- (14) Article 21(1) of Regulation 2016/1719 refers to Article 27 of Regulation 2015/1222 in defining requirements for the process of establishing common grid models for long-term time frames:
- "1. The process of merging the individual grid models established in accordance with Article 27 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply when merging the individual grid models into a common grid model for each long-term time frame. No later than six months after the approval of the generation and load data provision methodology for long-term time frames referred to in Article 17 and the common grid model methodology for long-term time frames referred to in Article 18, all TSOs in each capacity calculation region shall jointly develop operational rules for long-term capacity calculation time frames supplementing the rules defined for the operation to merge the individual grid models pursuant to Article 27 of Regulation (EU) 2015/1222."*
- (15) Article 22 of Regulation 2016/1719 sets out the following requirements with respect to the common grid model for long-term time frames:
- "The process and requirements set in Article 28 of Regulation (EU) 2015/1222 for creating a common grid model shall apply when creating the common grid model for long-term capacity calculation time frames in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied."*
- (16) 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."*
- (17) Article 28(3) to (5) of Regulation 2015/1222 formulates additional obligations relevant for the CGMM Proposal:
- "3. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall establish the individual grid model for each scenario in accordance with Article 19, in order to merge individual grid models into a common grid model.*
- 4. Each TSO shall deliver to the TSOs responsible for merging the individual grid models into a common grid model the most reliable set of estimations practicable for each individual grid*

model.

5. For each capacity calculation time-frame a single, Union-wide common grid model shall be created for each scenario as set out in Article 18 by merging inputs from all TSOs applying the capacity calculation process as set out in paragraph 3 of this Article."

- (18) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 requires that the expected impact of the CGMM Proposal on the objectives of Regulation 2016/1719 is described. The impact is presented below (points (19) to (28) of this Whereas Section).
- (19) The CGMM 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 CGMM 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 a common methodology for 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.
- (20) 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 including long-term 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.
- (21) By having a 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, prepared on the basis of a common, binding methodology, the CGMM Proposal will ensure that the objective of fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOS, the Agency, regulatory authorities and market participants is met insofar as the creation of a common grid model is based on a binding methodology that has been subject to stakeholder consultation in accordance with Regulation 2016/1719 and that will be approved by regulatory authorities prior to application in the Union.
- (22) 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 quality indicators and publishing the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719.
- (23) The CGMM 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) through the provision of a common grid model to be used 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, on the basis of a common methodology specifying inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.
- (24) The CGMM 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 being a common model of the pan-European grid that will be used in a coordinated manner throughout the Union (Article 3(g) of Regulation 2016/1719).

- (25) Finally, the CGMM 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 the provision of a common grid model, based on a common binding methodology, to be used 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.
- (26) In conclusion, the CGMM Proposal contributes to the general objectives of the Regulation 2016/1719 to the benefit of all TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING CGMM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1

Subject matter and scope

1. The common grid model methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 18 of Regulation 2016/1719.
2. This methodology shall apply to all TSOs in the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719.
3. TSOs from jurisdictions outside the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719 may provide their IGM, allow it to be merged into the CGM, and join the CGM process on a voluntary basis, provided that
 - a. for them to do so is technically feasible and compatible with the requirements of Regulation 2016/1719;
 - b. they agree that they shall have the same rights and responsibilities with respect to the CGM process as the TSOs referred to in paragraph 1; in particular, they shall accept that this methodology and the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2016/1719 apply to the relevant parties in their control area as well;
 - c. they accept any other conditions related to the voluntary nature of their participation in the CGM process that the TSOs referred to in paragraph 1 may set;
 - d. the TSOs referred to in paragraph 1 have concluded an agreement governing the terms of the voluntary participation with the TSOs referred to in this paragraph;
 - e. once TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis have demonstrated objective compliance with the requirements set out in (a), (b), (c), and (d), the TSOs referred to in paragraph 1, after checking that the criteria in (a), (b), (c), and (d) are met, have approved an application from the TSO wishing to join the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.
4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 respect their obligations. If a TSO participating in the CGM process pursuant to paragraph 3 does not respect its essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2016/1719, the TSOs referred to in paragraph 1 shall terminate that TSO's voluntary participation in the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.

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 Common Grid Model Methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222.

Article 3 Scenarios

1. When building individual grid models during the year before the year of delivery for the year-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs shall jointly develop a common set of scenarios to be used. These scenarios shall respect the principles set out in paragraph (3). Both peak load and valley situations shall be taken into account in an adequate manner. Unless and until these scenarios have been developed, each TSO shall by default use the following scenarios:
 - a. Winter Peak, 3rd Wednesday of January current year, 10:30h (indicative target period: first quarter);
 - b. Winter Valley, 2nd Sunday of January current year, 03:30h (indicative target period: first quarter);
 - c. Spring Peak, 3rd Wednesday of April current year, 10:30h (indicative target period: second quarter);
 - d. Spring Valley, 2nd Sunday of April current year, 03:30h (indicative target period: second quarter);
 - e. Summer Peak, 3rd Wednesday of July previous year, 10:30h (indicative target period: third quarter);
 - f. Summer Valley, 2nd Sunday of July previous year, 03:30h (indicative target period: third quarter);
 - g. Autumn Peak, 3rd Wednesday of October previous year, 10:30h (indicative target period: fourth quarter);
 - h. Autumn Valley, 2nd Sunday of October previous year, 03:30h (indicative target period: fourth quarter).
2. When building individual grid models during the month before the month of delivery for the month-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs shall jointly develop a common set of scenarios to be used. These scenarios shall respect the principles set out in paragraph (3). Both peak load and valley situations shall be taken into account in an adequate manner. Unless and until these scenarios have been developed, each TSO shall by default use the following scenarios:
 - a. Peak, 3rd Wednesday of the same month during the previous year, 10:30h;
 - b. Valley, 2nd Sunday of the same month during the previous year, 03:30h.
3. The following principles are applicable to scenarios for long-term time frames that are defined by all TSOs pursuant to paragraph (1) and (2) or by the TSOs in a capacity calculation region pursuant to Article 19(1) of Regulation 2016/1719, as the case may be
 - a. forecast situation for grid topology
 - i. outages, irrespective of the reason for the outage, shall only be modelled if the network element is expected to be unavailable for the entire duration of the time-frame in the case of the year-ahead and month-ahead capacity calculation time-frames;
 - ii. network elements that support voltage control shall be included although they may be switched off for operational reasons;
 - iii. the topology shall reflect the operational situation.

Article 4

Individual Grid Models

1. Pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios applicable at pan-European level described in Article 3(1); i.e., either the common set of scenarios agreed by all TSOs or, in the absence of common scenarios, the default scenarios; if at least one capacity calculation region decides to apply security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 when calculating capacity for the year-ahead capacity calculation time-frame. The TSOs of a capacity calculation region wishing to apply security analysis based on multiple scenarios when calculating capacity for the year-ahead capacity calculation time-frame shall inform all other TSOs of their intention by 31 March of the year preceding the first year for which capacity is to be calculated.
2. Pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios applicable at pan-European level described in Article 3(2); i.e., either the common set of scenarios agreed by all TSOs or, in the absence of common scenarios, the default scenarios; if at least one capacity calculation region decides to apply security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 when calculating capacity for the month-ahead capacity calculation time-frame and no year-ahead common grid model is already available. The TSOs of a capacity calculation region wishing to apply security analysis based on multiple scenarios when calculating capacity for the month-ahead capacity calculation time-frame shall inform all other TSOs of their intention by six months before the first day of the first month for which capacity is to be calculated.
3. When building IGMs, each TSO shall complete the following steps:
 - a. create an up-to-date equipment model comprising the structural data described in Articles 5 to 11;
 - b. identify and incorporate structural changes pursuant to the principles set out in Article 3;
 - c. incorporate up-to-date operating assumptions by including the variable data described in Articles 12 to 16 in the model;
 - d. exchange with all other TSOs the data described in Article 17 via the information platform referred to in Article 21;
 - e. apply the common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line set out in Articles 18 and 19;
 - f. ensure that the model is consistent with the net positions and flows on direct current lines established in accordance with Articles 18 and 19;
 - g. ensure that remedial actions applied (if any) can be clearly identified and are consistent with the methodology for remedial actions in capacity calculation pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719, respectively, and the general objective of fair and non-discriminatory treatment pursuant to Article 3(d) of Regulation 2016/1719;
 - h. perform a load flow solution in order to verify

- i. solution convergence;
 - ii. plausibility of nodal voltages and active and reactive power flows on grid elements;
 - iii. plausibility of the active and reactive power outputs of each generator;
 - iv. plausibility of the reactive power output / consumption of shunt-connected reactive devices; and
 - v. compliance with applicable operational security standards;
 - i. if required, modify the equipment model and / or operating assumptions and repeat step (h);
 - j. if applicable, carry out network reduction pursuant to Article 11;
 - k. as required by Article 22 of Regulation 2016/1719 export the IGM and make it available for merging into a common grid model via the information platform referred to in Article 21;
 - l. ensure that the IGM meets the quality criteria pursuant to Article 23;
 - m. repeat relevant steps as required and in accordance with the other obligations specified in this methodology.
4. Each TSO shall respect the process for merging IGMs into a CGM described in Article 20.
 5. Each TSO shall update its IGM with agreed measures if applicable.
 6. Each TSO shall respect the requirements set out in Article 22. All times stated in this CGMM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.

Article 5

Data to be included in IGMs

1. IGMs shall contain 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.
2. A unique identifier shall be provided for each network element included.
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 pursuant to Regulation 543/2013 is required.
4. If any of the data required are not available to the TSO, the TSO shall use its best estimate instead.

Article 6 Grid elements

1. The grid elements described in paragraph 2 of this Article shall be included in each IGM regardless of whether these are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if these grid elements are of a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and the grid elements of which 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, isolator or load break switch;
 - b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
 - c. power transformers including 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. A model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV shall be included in the IGM regardless of whether these parts of the grid are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if
 - a. these parts of the grid have elements which 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 9 to the 220 kV or higher voltage level;
 - ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.
4. Models and equivalent models pursuant to paragraph 3 shall contain at least 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.

Article 7 Boundary points

1. For each relevant border the TSOs concerned shall demarcate their respective responsibilities as far as the modelling of the network is concerned by agreeing on the corresponding boundary points.
2. Each TSO shall include all relevant network elements on its side of each boundary point in its IGM.
3. Each TSO shall include each boundary point in its IGM with a fictitious injection.

Article 8 Generation

1. Generation units including synchronous condensers and pumps 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 IGM.
3. Generation capacity not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
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 included in the IGM:
 - a. connection point;
 - b. primary energy source.
5. For generation units modelled in detail the following data shall be included in the IGM:
 - 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 (i.e., one each for the generating and 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, if this is required for regional operational security analysis, 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 if this is required for regional operational security analysis.
6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:
 - a. aggregates of 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.

Article 9

Load

1. 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 IGM.
3. Loads not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be included in the IGM:
 - a. connection point;
 - b. power factor or reactive power;
 - c. 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 as aggregates the following data shall be included in the IGM:
 - a. aggregates of loads (separated from generation) 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 10

HVDC links

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones.
2. The TSO within whose bidding zone(s) the HVDC link is located or the TSOs whose bidding zones are connected by the HVDC link 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 by the TSOs concerned unless the functions that it is used for do not require this.
3. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the following data shall be included:
 - a. connection points.
4. For cross-zonal HVDC links modelled in detail, the TSOs concerned shall agree on which of them is to provide the detailed model by either including it in its IGM or by making it available separately. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall include the detailed model in its IGM. Detailed models of HVDC links shall include
 - a. electrical characteristics;
 - b. type and characteristics of supported control modes.
5. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points.
6. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall endeavour to conclude an agreement with the owners of HVDC links not bound by this methodology with the aim of ensuring their cooperation in meeting the requirements set out in this Article.

Article 11

Modelling of adjacent grids

1. Each TSO shall model HVDC links with adjacent grids pursuant to Article 10.
2. Each TSO shall model AC links with adjacent grids as described in this Article.
3. At the start of the process described in Article 4, each TSO shall make use of an equivalent model of the adjacent grids in its IGM.

Article 12

Topology

1. When building its IGM, each TSO shall ensure that
 - a. the IGM indicates the switched state, either open or closed, of all modelled switching devices;
 - b. the IGM indicates the tap position of all modelled power transformers with tap changers including phase-shifting transformers;
 - c. the topology of the IGM reflects the planned or forced unavailability of modelled items of equipment that are known to be unavailable in line with the scenarios described in Article 3;
 - d. the topology of the IGM is updated to reflect remedial actions pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719 as well as topological agreed measures if applicable;
 - e. taking into account c) and d), the topology of the IGM reflects the best forecast operational situation;
 - f. the connectivity status of interconnectors and tie-lines to other TSOs is consistent with the IGMs of the relevant neighbouring TSOs.

Article 13

Energy injections and loads

1. When building its IGM, each TSO shall respect the following general principles with respect to energy injections and loads:
 - a. For the energy injections pattern
 - i. the IGM specifies an active and reactive power injection for each modelled in-service generation unit including synchronous condensers and pumps and this is applicable for each generation unit whether modelled in detail on an individual or composite basis or modelled as an aggregate;
 - ii. the specified active and reactive power injection for each modelled generation unit is consistent with the specified maximum and minimum active and reactive power limits and/or applicable reactive capability curve;
 - iii. active power injections associated with generation within the IGM shall be consistent with relevant remedial actions in accordance with Article 14 of Regulation 2016/1719 and other measures required to maintain the system within applicable operational security limits including but not limited to provision of sufficient upward and downward active power reserves as required for the purposes of frequency management;
 - b. For the load pattern
 - i. the IGM specifies an active and reactive power withdrawal for each modelled in-service load and pump;
 - ii. the sum of the active modelled load power withdrawals of modelled in-service loads and pumps shall match the total load of the considered scenario.
2. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to energy injections:
 - a. in order to establish the injection pattern for the relevant scenario, the TSO shall scale or otherwise individually modify the active power injections associated with the modelled generation units;
 - b. for generation units modelled in detail, the availability status shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
 - i. outage plans;
 - ii. testing profiles;
 - iii. scheduled unavailability;
 - iv. any active power capacity restrictions;
 - c. for dispatchable generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
 - i. for all scenarios
 1. the availability status;
 2. the applicable priority dispatch policies and agreements;
 - ii. the best forecast dispatch based upon a selection of the following:
 1. the relevant current, historical or forecast commercial/market data;
 2. a distinction between base load generation and marginal generation;
 3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;

4. any other relevant information;
 - d. for dispatchable generation units modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account
 - i. for all scenarios the best forecast dispatch pattern based on a selection of the following:
 1. relevant current, historical or forecast commercial/market data;
 2. distinction between base load generation and marginal generation;
 3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
 4. data on generation capacity of generation units modelled as aggregates, separated by primary energy sources and separated from load, and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;
 5. any other relevant information;
 - e. for all scenarios, for intermittent generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the availability status in line with the scenarios described in Article 3;
 - f. for all intermittent generation units whether modelled in detail or modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account in line with the scenarios described in Article 3 the most appropriate forecast.
 3. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to loads:
 - a. in order to establish the load pattern, the TSO shall scale or otherwise individually modify the nodal active and reactive power withdrawals associated with modelled loads and pumps;
 - b. for all scenarios this shall be based upon a selection of the following:
 - i. representative historical reference data for the relevant season, day, time, and other relevant data;
 - ii. SCADA and/or metered data;
 - iii. state estimated data;
 - iv. statistical analysis or forecast data;
 - v. distinction between conforming and non-conforming load;
 - vi. planned outages at least for loads modelled in detail;
 - vii. for loads modelled in detail maximum active power consumption and characteristics of reactive power control, where installed as well as 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;
 - viii. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, 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;

- ix. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, a forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response
- x. any other relevant information.

Article 14 **Monitoring**

1. When building each IGM, each TSO shall respect the rules set out in this Article with respect to operational monitoring limits for all modelled grid elements.
2. For each scenario all operational limits shall be consistent with operational conditions including but not limited to the season and other relevant environmental and meteorological factors.
3. For each scenario, each TSO shall ensure that
 - a. the IGM specifies, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment, either
 - i. a PATL if the rating does not depend upon meteorological conditions or the pre-fault loading; or
 - ii. the best forecast rating if the rating is dependent upon meteorological conditions or the pre-fault loading;
 - b. the IGM specifies, for the relevant assets, 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. the IGM specifies a TATL duration for all items of transmission equipment for which a TATL is specified, for each TATL specified;
 - d. the IGM specifies a tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;
 - e. the IGM appropriately reflects the maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements;
 - f. operational monitoring limits that apply to interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with those specified in the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
 - g. operational monitoring limits specified in the IGM are consistent with operational security limits;
 - h. the IGM specifies artificial PATL and TATL limits on relevant individual items or groups of items of modelled transmission equipment in order to incorporate local transmission constraints that are not associated with steady state thermal or voltage security including constraints associated with transient or voltage stability;
 - i. for all equivalent models of transmission equipment and for modelled items of equipment not operated by the TSO, including distribution networks, that are relevant with respect to operational security analysis and cross-zonal capacity calculation, the IGM specifies appropriate equivalent operating limits.

Article 15

Control settings

1. When building each IGM, each TSO shall specify appropriate control settings for at least the following items of regulating equipment, where modelled and relevant:
 - a. power transformers and associated tap changers;
 - b. phase-shifting transformers and associated tap changers;
 - c. reactive compensation devices, including but not limited to
 - i. shunt compensators including shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;
 - ii. static VAR compensators;
 - iii. synchronous condensers;
 - iv. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;
 - d. generators assisting with voltage regulation;
 - e. DC equipment.
2. In the case of the items of equipment referred to in points (a), (b), (c), and (d) of paragraph 1, each IGM shall include the following information, where relevant:
 - a. regulation status -enabled/disabled;
 - b. regulation mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
 - c. regulation target or target range in kV, MW, Mvar, p.u., or other appropriate units;
 - d. regulation target deadband;
 - e. regulation participation factor;
 - f. regulated node.
3. In the case of the items of equipment referred to in point (e) of paragraph 1, each IGM shall include all relevant information regarding the following, where relevant:
 - a. operating mode -inverter/rectifier;
 - b. control mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
 - c. active power targets;
 - d. voltage targets;
 - e. regulated nodes.
4. Where a modelled item of DC equipment forms part of an interconnector each TSO shall ensure that the resultant flows on the interconnector are consistent with the agreed flows on direct current lines for the relevant scenario in accordance with Article 18.
5. Each TSO shall ensure that target voltages and target voltage ranges are reflective of the relevant scenario and are reflective of applicable voltage control policies and operational security limits.
6. Each TSO shall specify at least one slack node in each IGM for the purposes of managing mismatches between total generation and demand when performing a load flow solution.

Article 16

Assumptions on adjacent grids

1. When building each IGM each TSO shall update the operational assumptions with respect to adjacent grids with the most reliable set of estimations practicable. Following the successful completion of the checks described in Article 4(3)(h), the equivalent models of the adjacent grids shall be removed and replaced with equivalent injections at the relevant boundary points.
2. For each IGM the sum of injections at boundary points shall be equal to the corresponding net position.

Article 17

Associated information

1. In order to make it possible to apply rules to change the characteristics of individual grid models during capacity calculation and other relevant business processes, each TSO shall make the following information available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21:
 - a. generation shift keys.

Article 18

Net positions and flows on direct current lines

1. For all scenarios for the month-ahead and the year-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall follow the CGM alignment procedure described in Article 19 in order to comply with Article 19(2) of Regulation 2016/1719.
2. For all scenarios pursuant to Article 3 in case of bidding zones connected by more than one direct current line, in order to comply with Article 19(2) of Regulation 2016/1719, respectively, the TSOs concerned shall agree on consistent values for the flows on direct current lines to be used in each TSO's IGM. These shall also be the values that the TSOs make available to all other TSOs.

Article 19

CGM alignment

1. For each scenario for the month-ahead and the year-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall prepare and share with all other TSOs via the information platform referred to in Article 21 in accordance with the CGM process description set out in Article 22 its best forecast of
 - a. the net position for its bidding zone, being its preliminary net position;
 - b. the flow on each direct current line connected to its bidding zone being the preliminary flows on each direct current line;
 - c. any other input data required by the algorithm pursuant to paragraph 2.
2. All TSOs shall jointly define an algorithm which for each scenario and for all bidding zones aligns the preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line in such a way that following the adjustment by the algorithm
 - a. the sum of adjusted net positions for all bidding zones in the CGM area balances the targeted net position for the CGM area;
 - b. for all bidding zones connected by at least one direct current line the sum of flows on all direct current lines is mutually consistent for both bidding zones concerned.
3. The algorithm shall have the following properties or features in order to ensure that in accordance with Article 19(2) of Regulation 2016/1719 there is no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges:
 - a. the alignments of preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line shall be spread across all bidding zones and no bidding zone shall benefit from any preferential treatment or privileged status with respect to the operation of the algorithm;
 - b. in its objective function the algorithm shall give appropriate weight to the following when determining the adjustments required:
 - i. the size of the adjustments required to each preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, which shall be minimised;
 - ii. the ability of a bidding zone to adjust its preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, based on objective and transparent criteria;
 - c. the algorithm shall specify objective and transparent consistency and quality criteria which the input data required from each TSO shall meet;
 - d. the algorithm shall be robust enough to provide the results pursuant to paragraph 2 in all circumstances given the input data provided to it.
4. TSOs shall agree on procedures
 - a. to reduce the absolute value of the sum of preliminary net positions for all bidding zones in the CGM area; and
 - b. to provide updated input data if necessary; and
 - c. to take into account reserve capacity and stability limits if it becomes necessary to update input data.
5. TSOs shall regularly review and, if appropriate, improve the algorithm.
6. TSOs shall publish the algorithm as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719. If the algorithm was modified during the reporting period, TSOs shall

clearly state which algorithm was in use during which period and they shall explain the reasons for modifying the algorithm.

7. All TSOs shall jointly ensure that the algorithm is accessible to the relevant parties via the information platform referred to in Article 21.
8. In accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719 each TSO shall designate an alignment agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks in accordance with the process described in Article 22:
 - a. check the completeness and quality of the input data provided pursuant to paragraph 1 and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
 - b. apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on all direct current lines that meet the requirements set out in paragraph 2 and make these available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
 - c. ensure that the results obtained are consistent with those obtained by all other alignment agents (if any).
9. Pursuant to Article 4(3)(f), each TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent.

Article 20

Common Grid Model

1. In accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719 and pursuant to Article 21(3) of Regulation 2016/1719 each TSO shall designate a merging agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks according to the process described in Article 22:
 - a. check the consistency of the IGMs provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
 - b. if an IGM fails the quality check referred to in (a), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in paragraph 4 and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;
 - c. apply the requirements pursuant to paragraph 2 in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 and make the resulting CGMs available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
 - d. ensure that each CGM created is consistent with those obtained by all other merging agents (if any);
 - e. identify violations of operational security limits in the CGM;
 - f. obtain from the TSOs concerned IGMs updated in the light of the agreed measures if applicable and repeat steps (a) to (e) as required;
 - g. if applicable validate the resulting CGM and make it available via the information platform referred to in Article 21.
2. All TSOs shall jointly define the requirements applicable to the merging agents and the merging process in accordance with Article 24.
3. Each merging agent shall meet the requirements referred to in paragraph 2 and shall implement the requirements applicable to the merging process referred to in paragraph 2.
4. All TSOs shall jointly define substitution rules applicable to IGMs that do not meet the quality criteria set out in Article 23.
5. Each TSO shall provide the data required by the substitution rules referred to in paragraph 4 via the information platform referred to in Article 21.

Article 21

Information platform

1. All TSOs shall delegate the task of implementing and administering a joint information platform that provides at least the services described in paragraph 2 in accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719.
2. The information platform shall at a minimum support the CGM process in the following ways and it shall have all the features required to this end:
 - a. each TSO shall be able to use the information platform in order to share with all other TSOs pursuant to the CGM process described in Article 22 its best forecast of
 - i. the net position for its bidding zone, comprising its preliminary net position;
 - ii. the flow on each direct current line connected to its bidding zone comprising the preliminary flows on each direct current line;
 - iii. any other input data required by the algorithm further to Article 19(2);
 - b. the algorithm pursuant to Article 19(2) shall be accessible via the information platform;
 - c. the alignment agent(s) shall be able to make the aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2) available to all TSOs via the information platform;
 - d. each TSO shall be able to make associated information specified in Article 17 available to all TSOs via the information platform;
 - e. each TSO shall be able to make all its IGMs available to all TSOs via the information platform;
 - f. for each TSO and each scenario, all data required by the substitution rules referred to in Article 20(5) shall be available via the information platform;
 - g. the information platform shall be able to provide information on the quality status of submitted IGMs including substitutions that were necessary;
 - h. all merging agents shall be able to make the CGM available to all TSOs via the information platform;
 - i. all information required with respect to boundary points pursuant to Article 7 shall be available via the information platform;
 - j. the following items of information and/or data shall be available to all TSOs via the information platform:
 - i. generation shift keys.

Article 22 CGM process

1. When preparing the CGM for the month-ahead or year-ahead capacity calculation time-frame (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), all TSOs, merging agents and alignment agents shall complete the following steps:
 - a. each TSO shall make preliminary net positions, preliminary flows on direct current lines as well as any other input data required for the CGM alignment process available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
 - b. the alignment agent(s) shall check the completeness and quality of the input data provided pursuant to Article 19(1) and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
 - c. the alignment agent(s) shall apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2);
 - d. the alignment agent(s) shall make these aligned net positions and aligned flows on direct current lines available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;
 - e. each TSO shall make its IGM available via the information platform pursuant to Article 21; pursuant to Article 4(3)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent(s);
 - f. the TSO's merging agent shall
 - i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
 - ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20 (4) and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;
 - g. the TSO's merging agent shall
 - i. apply the requirements pursuant to Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 and make the resulting CGMs available to all TSOs and coordinated capacity calculators for the purpose of capacity calculation via the information platform referred to in Article 21;
 - ii. validate each CGM obtained and ensure it is consistent with those obtained by all other merging agents (if any).
2. All TSOs shall ensure that the merging process and the CGM are completed in time for the month-ahead and year-ahead operational deadlines set out in Regulation 2016/1719 and methodologies required by Regulation 2016/1719 to be met and such that the most accurate and up to date model possible can be delivered for the purpose of capacity calculation in each timeframe.

Article 23

Quality monitoring

1. All TSOs shall jointly define quality criteria that IGMs have to meet in order to be merged into a common grid model. An IGM that does not meet these quality criteria shall be replaced by a substitute IGM.
2. All TSOs shall jointly define quality criteria that CGMs have to meet before they can be made available via the information platform.
3. All TSOs shall jointly define criteria that the preliminary net positions and preliminary flows on direct current lines as well as the other input data required for the CGM alignment process pursuant to Article 19 have to meet. Data sets that do not meet these criteria shall be replaced by substitute data.
4. All TSOs shall jointly define quality indicators that make it possible to assess all stages of the CGM process including, in particular, the CGM alignment process described in Article 19. They shall monitor these quality indicators and publish the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

Article 24

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. All TSOs shall jointly develop a governance framework for the information platform referred to in Article 21 which shall at a minimum address the topics of ownership, hosting, cost allocation, licensing requirements, and operational responsibility. This governance framework shall be prepared in a manner timely enough to allow all TSOs to meet the deadline set out in paragraph 3 and it shall respect the provisions on delegation set out in Article 62 of Regulation 2016/1719.
3. By six months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models by completing the following tasks:
 - a. all TSOs shall jointly develop the governance framework referred to in paragraph 2. They shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively;
 - b. each TSO shall formalise the delegation agreement with the alignment agent referred to in Article 19. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively;
 - c. all TSOs shall jointly specify and develop the algorithm referenced in Article 19 and shall also specify the rules and process associated with the said algorithm. All TSOs will publish on the internet the specifications, rules and process associated with the algorithm referenced in Article 19;
 - d. all TSOs shall jointly define the quality criteria and quality indicators referred to in Article 23;
 - e. all TSOs shall jointly formulate the requirements with respect to merging agents and the merging process referred to in Article 20(2) as well as the substitution rules referred to in Article 20(4);
 - f. each TSO shall formalise the delegation agreement with the merging agent referred to in Article 20. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively.
4. By seven months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 or 14 July 2017, whichever is later, the information platform referred to in Article 21 shall be operational. All TSOs, all alignment agents, and all merging agents shall be connected to the information platform and shall be able to make use of all of its features as described in the present methodology.
5. By thirteen months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 or 14 January 2018, whichever is later, all TSOs shall jointly ensure that the CGM process is operational and available for use by coordinated capacity calculators.
6. All TSOs shall jointly prepare the available data related to quality monitoring in a sufficiently

timely manner to allow these to be included in the first report referred to in Article 31 of Regulation 2015/1222 due by 14 August 2017 and the first report referred to in Article 26 of Regulation 2016/1719 due by 17 October 2018, respectively. They shall prepare these data in subsequent years as required.

Article 25

Language

The reference language for this CGMM 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.

Společný návrh metodiky společného modelu sítě podaný
všemi provozovateli přenosových soustav v souladu s
článkem 18 nařízení Komise (EU) 2016/1719 ze dne 26.
září 2016,
kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity
na dlouhodobém trhu

9. června 2017

Všichni provozovatelé přenosových soustav, s přihlédnutím k následujícímu,

Preamble

- (1) Tento dokument je společným návrhem vypracovaným všemi provozovateli přenosových soustav (dále jen „PPS“) ohledně vytvoření návrhu metodiky společného modelu sítě (dále jen „CGMM“).
- (2) Tento návrh (dále jen „návrh CGMM“) bere v úvahu obecné požadavky a cíle stanovené v nařízení Komise (EU) 2016/1719 z 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu (dále jen jako „nařízení 2016/1719“), jakož i nařízení (ES) č. 714/2009 Evropského parlamentu a Rady ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou (dále jen „nařízení (ES) č. 714/2009“). Cílem nařízení 2016/1719 je koordinace a harmonizace výpočtu a přidělování kapacity na dlouhodobých trzích mezi zónami. Aby se usnadnilo dosažení těchto cílů, je potřeba, aby všichni PPS používali společný model sítě. Společný model sítě může být vytvořen pouze na základě společné metodiky pro vytvoření takového modelu.
- (3) CGMM popsáná v tomto návrhu CGMM umožňuje vytvoření společného modelu sítě, přičemž poskytování údajů o výrobě a zatížení potřebných k vytvoření společného modelu sítě je popsáno v metodice poskytování údajů o výrobě a zatížení podle článku 17 nařízení 2016/1719.
- (4) Článek 17 nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (dále jen „nařízení 2015/1222“), je uveden v článku 18 nařízení 2016/1719 a definuje několik konkrétních požadavků, které návrh CGMM musí vzít na vědomí:
*„1. Ve lhůtě deseti měsíců od vstupu tohoto nařízení v platnost vypracují všichni provozovatelé přenosových soustav společně návrh metodiky společného modelu sítě. Tento návrh se předloží ke konzultaci podle článku 12.
2. Uvedená metodika musí umožnit vytvoření společného modelu sítě. Musí obsahovat alespoň tyto údaje:
(a) vymezení scénářů podle článku 18;
(b) vymezení individuálních modelů sítě podle článku 19;
(c) popis postupu, kterým budou individuální modely sítě spojeny do společného modelu sítě.“*
- (5) Článek 18 nařízení 2016/1719 představuje právní základ tohoto návrhu metodiky společného modelu sítě pro dlouhodobé časové rámce a stanoví několik dalších požadavků:
*„1. Nejpozději šest měsíců po schválení metodiky společného modelu sítě stanovené pro denní a vnitrodenní časové rámce podle čl. 9 odst. 6 nařízení (EU) 2015/1222 vypracují všichni provozovatelé přenosových soustav společně návrh metodiky společného modelu sítě pro dlouhodobé časové rámce. Tato metodika se předloží ke konzultaci podle článku 6.
2. Tato metodika zohlední a doplní metodiku společného modelu sítě vypracovanou podle článku 17 nařízení (EU) 2015/1222. Tato metodika umožní vytvořit společný model sítě pro dlouhodobé časové rámce pro výpočet kapacity v regionech pro výpočet*

kapacity, ve kterých se uplatňuje analýza bezpečnosti založená na více scénářích podle článku 10.

3. Při vypracovávání metodiky společného modelu sítě platí požadavky stanovené v článku 17 nařízení (EU) 2015/1222. "

- (6) Článek 2(2) nařízení 2015/1222 definuje společný model sítě jako:
„soubor dat za celou Unii odsouhlasený mezi různými provozovateli přenosových soustav, který popisuje hlavní charakteristiky elektrizační soustavy (výroba, zatížení a topologie sítě) a pravidla pro změnu těchto charakteristik při výpočtu kapacity“
- (7) Článek 2(4) nařízení 2015/1222 definuje scénář jako:
„předpověď stavu elektrizační soustavy pro daný čas“
- (8) Článek 2(1) nařízení 2015/1222 definuje individuální model sítě jako:
„soubor dat popisující charakteristiky elektrizační soustavy (výroba, zatížení a topologie sítě) a související pravidla pro změnu těchto charakteristik při výpočtu kapacity, vypracovaný příslušnými provozovateli přenosových soustav, který se spojuje s dalšími individuálními modely sítě za účelem vytvoření společného modelu sítě“
- (9) Požadavky uvedené v článku 17 jsou podrobněji popsány v článcích 18 a 19 nařízení 2015/1222. Článek 18 týkající se scénářů stanovuje následující:
„1. Všichni provozovatelé přenosových soustav společně vypracují společné scénáře pro každý časový rámec pro výpočet kapacity uvedený v čl. 14 odst. 1 písm. a) a b). Tyto společné scénáře se použijí k popisu konkrétní předpovědi situace z hlediska výroby, zatížení a topologie sítě pro přenosovou soustavu ve společném modelu sítě.
2. Pro každý obchodní interval se jak v denním, tak ve vnitrodenním časovém rámci pro výpočet kapacity vypracuje jeden scénář.
3. Pro každý scénář všichni provozovatelé přenosových soustav společně vypracují společná pravidla pro určení salda v každé nabídkové zóně a toku na každém vedení stejnosměrného proudu. Tato společná pravidla musí vycházet z nejlepší předpovědi salda pro každou nabídkovou zónu a z nejlepší předpovědi toků na každém vedení stejnosměrného proudu pro každý scénář a musí zahrnovat celkovou bilanci mezi zatížením a výrobou pro přenosovou soustavu v Unii. V souladu s bodem 1.7 přílohy I nařízení (ES) č. 714/2009 nesmí při vymezování scénářů dojít k neoprávněné diskriminaci mezi výměnami uvnitř zón a výměnami mezi zónami.“
Bod 1.7 přílohy I nařízení (ES) č. 714/2009 stanoví následující:
„Při určování příslušných síťových oblastí, v nichž a mezi nimiž se řízení přetížení má uplatňovat, se provozovatelé přenosových soustav řídí zásadami účinnosti nákladů a minimalizací nepříznivých dopadů na vnitřní trh s elektřinou. Provozovatelé přenosových soustav výslovně nesmějí, s výjimkou výše zmíněných důvodů a důvodů provozní bezpečnosti, omezovat propojovací kapacitu, aby vyřešili přetížení uvnitř své regulační oblasti. Jestliže taková situace nastane, je provozovateli přenosových soustav popsána a transparentním způsobem zpřístupněna všem uživatelům. Takovou situaci lze strpět jen do té doby, než je nalezeno dlouhodobé řešení. Provozovatelé přenosových soustav popíší a transparentním způsobem zpřístupní všem uživatelům metody a projekty k dosažení dlouhodobého řešení.“
- (10) Článek 19 stanovuje konkrétnější požadavky týkající se individuálních modelů sítě, základních stavebních kamenů společného modelu sítě:
„1. Pro každou nabídkovou zónu a pro každý scénář
(a) všichni provozovatelé přenosových soustav v dané nabídkové zóně společně předloží jeden individuální model sítě, který je v souladu s čl. 18 odst. 3, nebo

(b) každý provozovatel přenosové soustavy v dané nabídkové zóně předloží individuální model sítě pro svou regulační oblast, včetně propojení, pokud součet sald v regulačních oblastech, včetně propojení, které nabídkovou zónu pokrývají, je v souladu s čl. 18 odst. 3.

2. Každý individuální model sítě musí představovat nejlepší možnou předpověď podmínek přenosové soustavy pro každý scénář stanovený provozovatelem nebo provozovateli přenosových soustav v době vytvoření individuálního modelu sítě.

3. Individuální modely sítě musí zahrnovat všechny síťové prvky přenosové soustavy, které jsou u dotčeného časového rámce používány v regionální analýze provozní bezpečnosti.

4. Všichni provozovatelé přenosových soustav v nejvyšší možné míře harmonizují způsob, jakým jsou individuální modely sítě vytvářeny.

5. Každý provozovatel přenosové soustavy poskytne v individuálním modelu sítě veškeré nezbytné údaje umožňující analýzy toků činného a jalového výkonu a napětí v ustáleném stavu sítě.

6. Pokud je to vhodné a pokud se tak všichni provozovatelé přenosových soustav v rámci regionu pro výpočet kapacity mezi sebou dohodnou, všichni provozovatelé přenosových soustav v uvedeném regionu pro výpočet kapacity si mezi sebou vyměňují údaje umožňující analýzy napětí a dynamické stability.“

- (11) Požadavky stanovené v článku 18 jsou podrobněji popsány v člancích 19 a 20 nařízení 2016/1719. Článek 19 o scénářích uvádí následující:

„1. Všichni provozovatelé přenosových soustav v regionech pro výpočet kapacity, ve kterých se uplatňuje analýza bezpečnosti založená na více scénářích podle článku 10, společně vypracují společný soubor scénářů, jež se použijí ve společném modelu sítě, pro každý dlouhodobý časový rámec pro výpočet kapacity.

2. Při vypracovávání společného souboru scénářů platí příslušné požadavky stanovené v článku 18 nařízení (EU) 2015/1222.“

- (12) Článek 20 nařízení 2016/1719 stanoví:

„Při vypracovávání individuálního modelu sítě pro dlouhodobý časový rámec pro výpočet kapacity v regionech pro výpočet kapacity, ve kterých se uplatňuje analýza bezpečnosti založená na více scénářích podle článku 10, použije každý provozovatel přenosové soustavy požadavky stanovené v článku 19 nařízení (EU) 2015/1222.“

- (13) Článek 27(1) nařízení 2015/1222 formuluje požadavek vztahující se ke spojovacímu procesu:

„1. Nejpozději šest měsíců po rozhodnutí o metodice poskytování údajů o výrobě a zatížení podle článku 16 a o metodice společného modelu sítě podle článku 17 zorganizují všichni provozovatelé přenosových soustav spojení individuálních modelů sítě.“

- (14) Článek 21(1) nařízení 2016/1719 při definování požadavků na proces stanovení společných modelů sítě pro dlouhodobé časové rámce odkazuje na článek 27 nařízení 2015/1222:

„Při spojování individuálních modelů sítě do modelu společného se pro každý dlouhodobý časový rámec uplatní spojení individuálních modelů sítě podle článku 27 nařízení (EU) 2015/1222. Nejpozději šest měsíců po schválení metodiky poskytování údajů o výrobě a zatížení pro dlouhodobé časové rámce podle článku 17 a metodiky společného modelu sítě pro dlouhodobé časové rámce podle článku 18 vypracují všichni provozovatelé přenosových soustav v každém regionu pro výpočet kapacity

- společně provozní pravidla pro dlouhodobé časové rámce pro výpočet kapacity, jež doplní pravidla stanovená pro spojení individuálních modelů sítě podle článku 27 nařízení (EU) 2015/1222.*
- (15) Článek 22 nařízení 2016/1719 stanoví následující požadavky týkající se společného modelu sítě pro dlouhodobé časové rámce:
„Při vytváření společného modelu sítě pro dlouhodobé časové rámce pro výpočet kapacity v regionech pro výpočet kapacity, ve kterých se uplatňuje analýza bezpečnosti založená na více scénářích podle článku 10, se použijí postup a požadavky týkající se vytvoření společného modelu sítě stanovené v článku 28 nařízení (EU) 2015/1222.“
- (16) Článek 4(8) nařízení 2016/1719 stanoví další dvě povinnosti:
„Návrh podmínek nebo metodik musí obsahovat návrh harmonogramu jejich zavádění a popis jejich očekávaného vlivu na cíle tohoto nařízení.“
- (17) Článek 28(3) až (5) nařízení 2015/1222 formuluje další povinnosti relevantní pro návrh CGMM:
*„3. Pro každý časový rámeček pro výpočet kapacity vytvoří každý provozovatel přenosové soustavy individuální model sítě pro každý scénář podle článku 19, aby mohly být individuální modely sítě spojeny do modelu společného.
4. Každý provozovatel přenosové soustavy poskytne provozovatelům přenosových soustav odpovědným za spojení individuálních modelů sítě do společného modelu co nejspolehlivější soubor odhadů pro každý individuální model sítě.
5. Pro každý časový rámeček pro výpočet kapacity se spojením vstupních údajů ode všech provozovatelů přenosových soustav, kteří provádějí výpočet kapacity, podle odstavce 3 tohoto článku vytvoří pro každý scénář podle článku 18 jeden společný model sítě za celou Unii.“*
- (18) Článek 4(8) nařízení 2016/1719 vyžaduje, aby byl popsán očekávaný dopad návrhu CGMM na cíle nařízení 2016/1719. Dopad je popsán níže (body (19) až (28) této preambule).
- (19) Návrh CGMM přispívá k a nijak neomezuje dosažení cílů článku 3 nařízení 2016/1719. Zejména návrh CGMM slouží cíli podpory efektivního dlouhodobého obchodování mezi zónami, při kterém mají účastníci trhu možnost dlouhodobého zajištění mezi zónami (článek 3(a) nařízení 2016/1719) tím, že přispívá ke koordinovanému výpočtu kapacity předepisováním společné metodiky pro přípravu individuálních modelů sítě, které mají být spojeny do společného celoevropského modelu sítě pro dlouhodobé trhy používaného pouze v regionech pro výpočet kapacity, kde se uplatňuje bezpečnostní analýza založená na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719.
- (20) V souladu s článkem 3(b) nařízení 2016/1719 a s přihlédnutím k metodikám výpočtu kapacity, které mají být vytvořeny podle nařízení 2016/1719, vytvoření společného modelu sítě a jeho využití při procesu výpočtu kapacity pro dlouhodobé trhy používaného pouze v regionech pro výpočet kapacity, kde se uplatňuje bezpečnostní analýza založená na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719, optimalizuje výpočet a přidělování kapacity mezi zónami včetně dlouhodobé kapacity mezi zónami pomocí zajištění společné metodiky a vstupních údajů pro přípravu individuálních modelů sítě, které mají být spojeny do společného celoevropského modelu sítě.
- (21) Přípravou společného modelu sítě pro dlouhodobé trhy používaného pouze v regionech pro výpočet kapacity, kde se uplatňuje bezpečnostní analýza založená na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719, a to na základě společné závazné

- metodiky, návrh CGMM zajistí, že bude splněn cíl zajištění spravedlivého a nediskriminačního zacházení s provozovateli přenosových soustav, nominovanými organizátory trhu s elektřinou, agenturou, regulačními orgány a účastníky trhu, do té míry, do jaké bude vytvoření společného modelu sítě založeno na závazné metodice, která byla předmětem konzultace zúčastněných stran v souladu s nařízením 2016/1719 a která bude před jejím zavedením v EU schválena regulačními orgány.
- (22) Metodika CGM zajišťuje a posiluje transparentnost a spolehlivost informací podle článku 3(f) nařízení 2016/1719 zajišťováním monitorování indikátorů kvality a zveřejňováním těchto indikátorů a výsledků monitorování v rámci údajů, které mají být poskytovány podle článku 26(3) nařízení 2016/1719.
 - (23) Návrh CGMM také přispívá k cíli respektování potřeby spravedlivého a řádného přidělování kapacity na dlouhodobém trhu (článek 3(e) nařízení 2016/1719) prostřednictvím poskytnutí společného modelu sítě, který bude použit při procesu výpočtu kapacity pro dlouhodobé trhy používaného pouze v regionech pro výpočet kapacity, kde se uplatňuje bezpečnostní analýza založená na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719, a to na základě společné metodiky specifikující vstupní údaje pro přípravu individuálních modelů sítě, které mají být spojeny do společného celoevropského modelu sítě.
 - (24) Návrh CGMM přispěje k dlouhodobě efektivnějšímu provozu a rozvoji elektrické přenosové soustavy a elektrárnství v EU díky vytvoření společného celoevropského modelu sítě, který bude koordinovaně využíván v celé EU (článek 3(g) nařízení 2016/1719).
 - (25) V neposlední řadě návrh CGMM přispívá k cíli poskytnout nediskriminační přístup k dlouhodobé kapacitě mezi zónami (článek 3(c) nařízení 2016/1719) opět prostřednictvím vytvoření společného modelu sítě na základě společné závazné metodiky, který bude využíván v procesu výpočtu kapacity pro dlouhodobé trhy používaného pouze v regionech pro výpočet kapacity, kde se uplatňuje bezpečnostní analýza založená na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719.
 - (26) Závěrem je možné říci, že návrh CGMM přispívá k obecným cílům nařízení 2016/1719 ve prospěch všech PPS, nominovaných organizátorů trhu s elektřinou, regulačních orgánů a účastníků trhu.

PŘEDKLÁDAJÍ NÁSLEDUJÍCÍ NÁVRH CGMM VŠEM REGULAČNÍM ORGÁNŮM:

Článek 1

Předmět a oblast působnosti

1. Metodika společného modelu sítě popsaná v tomto návrhu je společným návrhem všech PPS v souladu s článkem 18 nařízení 2016/1719.
2. Tato metodika bude platit pro všechny PPS v oblasti vymezené ve článku 1(2) nařízení 2016/1719.
3. PPS z jurisdikcí mimo oblast vymezenou ve článku 1(2) nařízení 2016/1719 mohou dobrovolně poskytnout své individuální modely sítě (IGM), dovolit, aby byly zapojeny do společného modelu sítě (CGM) a zapojit se do procesu tvorby CGM, pokud
 - a. je to pro ně technicky proveditelné a slučitelné s požadavky nařízení 2016/1719;
 - b. souhlasí s tím, že budou mít stejná práva a povinnosti ohledně procesu tvorby CGM jako PPS uvedení v odstavci 1; zejména musejí souhlasit s tím, že tato metodika a metodika poskytování údajů o výrobě a zatížení podle článku 17 nařízení 2016/1719 platí také pro příslušné entity v jejich regulační oblasti;
 - c. souhlasí s jakýmkoliv dalšími podmínkami souvisejícími s dobrovolnou povahou jejich účasti v procesu tvorby CGM, které mohou stanovit PPS uvedení v odstavci 1;
 - d. PPS uvedení v odstavci 1 uzavřeli s PPS zmíněnými v tomto odstavci smlouvu stanovující podmínky jejich dobrovolné účasti;
 - e. jakmile PPS dobrovolně se účastní procesy tvorby CGM objektivně prokázali plnění požadavků uvedených v (a), (b), (c) a (d), PPS uvedení v odstavci 1 po zkontrolování splnění kritérií uvedených v (a), (b), (c) a (d) schválili žádost PPS o zapojení se do procesu tvorby CGM v souladu s postupem uvedeným v článku 4(2) nařízení 2016/1719.
4. PPS uvedení v odstavci 1 budou monitorovat, zda PPS dobrovolně se účastní procesy tvorby CGM podle odstavce 3 plní své povinnosti. Pokud PPS účastní se procesy tvorby CGM podle odstavce 3 nerespektuje své základní povinnosti způsobem, který významně ohrožuje provádění a fungování nařízení 2016/1719, PPS uvedení v odstavci 1 zruší dobrovolnou účast daného PPS v procesu tvorby CGM v souladu s postupem stanoveným v článku 4(2) nařízení 2016/1719.

Článek 2

Definice a výklad pojmů

Pro účely tohoto návrhu se budou pojmy použité v tomto dokumentu vykládat shodně s pojmy obsaženými v článku 2 nařízení 2016/1719 a dalšími právními předpisy zmíněnými v tomto dokumentu, jakož i v článku 2 Metodiky společného modelu sítě v souladu s článkem 17 nařízení 2015/1222.

Článek 3 Scénáře

1. Při vytváření individuálních modelů sítě v průběhu roku předcházejícího roku dodání kapacity vypočtené v ročním časovém rámci společně vytvoří všichni PPS společný soubor scénářů, které budou použity. Tyto scénáře musí respektovat zásady uvedené v odstavci 3 a musí adekvátně zohledňovat situace jak špičkového, tak i stabilního zatížení. Pokud a dokud tyto scénáře nebudou vypracovány, každý provozovatel přenosové sítě implicitně použije následující scénáře:
 - a. Zimní špička, 3. středa ledna letošního roku, 10:30 (orientační cílové období: první čtvrtletí);
 - b. Zimní normál, 2. neděle ledna letošního roku, 03:30 (orientační cílové období: první čtvrtletí);
 - c. Jarní špička, 3. středa dubna letošního roku, 10:30 (orientační cílové období: druhé čtvrtletí);
 - d. Jarní normál, 2. neděle dubna letošního roku, 03:30 (orientační cílové období: druhé čtvrtletí);
 - e. Letní špička, 3. středa července loňského roku, 10:30 (orientační cílové období: třetí čtvrtletí);
 - f. Letní normál, 2. neděle července loňského roku, 03:30 (orientační cílové období: třetí čtvrtletí);
 - g. Podzimní špička, 3. středa října loňského roku, 10:30 (orientační cílové období: čtvrté čtvrtletí);
 - h. Podzimní normál, 2. neděle října loňského roku, 03:30 (orientační cílové období: čtvrté čtvrtletí).
2. Při vytváření individuálních modelů sítě v průběhu měsíce předcházejícího měsíci dodání kapacity vypočtené v měsíčním časovém rámci společně vytvoří všichni PPS společný soubor scénářů, které budou použity. Tyto scénáře musí respektovat zásady uvedené v odstavci 3 a musí adekvátně zohledňovat situace jak špičkového, tak i stabilního zatížení. Pokud a dokud tyto scénáře nebudou vypracovány, každý provozovatel přenosové sítě implicitně použije následující scénáře:
 - a. Špička, 3. středa stejného měsíce loňského roku, 10:30;
 - b. Normál, 2. neděle stejného měsíce loňského roku, 03:30;
3. Pro scénáře pro dlouhodobé časové rámce definované všemi PPS v souladu s odstavci 1 a 2 nebo PPS v rámci regionu pro výpočet kapacit v souladu s článkem 19(1) nařízení 2016/1719 platí následující zásady:
 - a. předpověď situace pro topologii sítě:
 - i. vypnutí, bez ohledu na to, čím jsou způsobena, budou modelována, pouze pokud se očekává, že síťový prvek bude nedostupný po celou dobu trvání časového rámce v případě ročního a měsíčního časového rámce pro výpočet kapacity;

- ii. síťové prvky, které podporují řízení napětí, budou použity, i když mohou být z provozních důvodů vypnuty;
 - iii. topologie bude odrážet provozní situaci.
 - b. když se strukturální údaje změny v průběhu intervalu, ke kterému se scénář vztahuje
 - i. přidané nebo odebrané síťové prvky budou zapojeny v celém průběhu časového rámce a budou odebrány z topologie IGM ve všech scénářích, kde nejsou k dispozici alespoň na část průběhu časového rámce;
 - ii. změny ve vlastnostech síťových prvků budou řešeny tak, že budou zapojeny ty vlastnosti, jejichž použití je nejkonzervativnější z hlediska provozní bezpečnosti;
 - c. provozní limity
 - i. každý PPS zavede pro každý síťový prvek příslušné limity odpovídající cílovému ročnímu období;
 - ii. u tepelných limitů každý PPS použije jak PATL, tak i TATL.
 - d. s ohledem na předpověď situace pro výrobu
 - i. u intermitentní výroby každý PPS použije nejvhodnější předpověď;
 - ii. u říditelné výroby každý PPS zohlední pouze odstávky, o nichž se ví (a v ostatních případech počítá s plnou dostupností výrobních zdrojů), a upraví plánovanou výrobu s přihlédnutím k předpovědi intermitentní výroby elektřiny tak, aby vyrovnal plánovanou spotřebu a síťové ztráty a celkové saldo;
 - e. s ohledem na předpověď situace pro zátěže;
 - i. každý PPS použije nejlepší předpověď zátěže;
 - f. s ohledem na saldo pro každou nabídkovou zónu a toky na každém stejnosměrném vedení
 - i. každý PPS použije postup stanovený v článku 19.
- 4. Po vymezení scénářů pro dlouhodobé časové rámce podle odstavce 1 nebo 2 nebo podle článku 19(1) nařízení 2016/1719 v souladu se zásadami uvedenými v odstavci 3 všichni PPS, respektive PPS v rámci regionu pro výpočet kapacity zveřejní podrobný popis těchto scénářů do 15. července roku předcházejícího roku, na který se scénáře vztahují, v případě scénářů pro roční časový rámec a patnáct dnů před začátkem měsíce, na který se scénáře vztahují, v případě scénářů pro měsíční časový rámec na volně přístupné veřejné webové stránce. V publikaci musí být uvedeno období, během něhož mají tyto scénáře být používány všemi PPS. Všichni PPS vytvoří elektronický výstražný systém, který zajistí, že všechny regulační orgány budou o zveřejnění scénářů informovány nejpozději v době zveřejnění.
- 5. Pokud si všichni PPS nebo PPS v rámci regionu pro výpočet kapacity budou přát definovat scénáře pro dlouhodobé časové rámce podle odstavce 1 nebo 2, respektive podle článku 19(1) nařízení 2016/1719, které nejsou v souladu se zásadami uvedenými v odstavci 3, musí PPS požádat o schválení těchto scénářů formou žádosti o změnu současné metodiky.

6. Pokud PPS v rámci regionu pro výpočet kapacity definují scénáře pro roční nebo měsíční časový rámec pro výpočet kapacity podle článku 19(1) nařízení 2016/1719 a tyto scénáře se liší od scénářů definovaných všemi PPS uvedených v odstavci 1, respektive 2, PPS mimo region pro výpočet kapacity nebudou povinni vytvářet své individuální modely sítě pro scénáře jiné než scénáře uvedené v odstavci 1, respektive 2.

Článek 4

Individuální modely sítě

1. Podle článku 22 nařízení 2016/1719 každý PPS vypracuje pro každý ze scénářů použitelných na celoevropské úrovni podle článku 3(1) individuální modely sítě, tj. buď společný soubor scénářů odsouhlasený všemi PPS, nebo v případě neexistence společných scénářů pak scénáře výchozí; pokud se alespoň jeden region pro výpočet kapacity rozhodne při výpočtu kapacity pro roční časový rámec pro výpočet kapacity uplatnit bezpečnostní analýzu založenou na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719. PPS regionu pro výpočet kapacity, který chce při výpočtu kapacity pro roční časový rámec pro výpočet kapacity uplatnit bezpečnostní analýzu založenou na několika scénářích, oznámí svůj záměr všem ostatním PPS do 31. března roku předcházejícího prvnímu roku, pro který bude kapacita vypočtena.
2. Podle článku 22 nařízení 2016/1719 každý PPS vypracuje pro každý ze scénářů použitelných na celoevropské úrovni podle článku 3(2), individuální modely sítě, tj. buď společný soubor scénářů odsouhlasený všemi PPS, nebo v případě neexistence společných scénářů pak scénáře výchozí; pokud se alespoň jeden region pro výpočet kapacity rozhodne při výpočtu kapacity pro měsíční časový rámec pro výpočet kapacity uplatnit bezpečnostní analýzu založenou na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719, zatímco ještě není k dispozici žádný společný model sítě pro roční časový rámec. PPS regionu pro výpočet kapacity, který chce při výpočtu kapacity pro měsíční časový rámec pro výpočet kapacity uplatnit bezpečnostní analýzu založenou na několika scénářích, oznámí svůj záměr všem ostatním PPS nejpozději 6 měsíců před prvním dnem prvního měsíce, pro který bude kapacita vypočtena.
3. Při vytváření IGM každý PPS provede následující kroky:
 - a. vytvoří aktuální model zařízení obsahující strukturální údaje popsané v člancích 5 až 11;
 - b. identifikuje a zapracuje strukturální změny podle zásad uvedených ve článku 3;
 - c. zapracuje do modelu aktuální provozní předpoklady zahrnutím proměnných údajů popsaných ve člancích 12 až 16;
 - d. vymění si s ostatními PPS údaje popsané v článku 17 prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21;
 - e. použije společná pravidla pro určení salda v každé nabídkové zóně a toků na každém stejnosměrném vedení uvedená v člancích 18 a 19;

- f. zajistí, aby byl model konzistentní se saldy a toky na stejnosměrných vedeních stanovenými podle článků 18 a 19;
 - g. zajistí, aby uplatněná nápravná opatření (byla-li uplatněna) mohla být jasně identifikována a byla konzistentní s metodikou pro nápravná opatření pro výpočet kapacity podle článku 14 nařízení 2016/1719 a s obecným cílem spravedlivého a nediskriminačního zacházení podle článku 3(d) nařízení 2016/1719.
 - h. ověří výpočtem ustáleného chodu sítě
 - i. konvergenci řešení
 - ii. věrohodnosti uzlových napětí a toků jalového a činného proudu na síťových prvcích;
 - iii. věrohodnosti činného a jalového výkonu každého generátoru;
 - iv. věrohodnosti jalového výkonu/spotřeby paralelně připojených jalových zařízení;
 - v. dodržení příslušných norem provozní bezpečnosti;
 - i. je-li to potřeba, upraví model zařízení a/nebo provozní předpoklady a zopakuje krok (h);
 - j. je-li to na místě, provede redukci sítě podle článku 11;
 - k. dle požadavků článku 22 nařízení 2016/1719 exportuje IGM a dá ho k dispozici pro zapojení do společného modelu sítě prostřednictvím informační platformy uvedené ve článku 21;
 - l. zajistí, aby IGM splňoval kritéria kvality v souladu s článkem 23;
 - m. zopakuje příslušné kroky podle potřeby a v souladu s dalšími povinnostmi určenými touto metodikou.
4. Každý PPS bude dodržovat postup pro spojení IGM do CGM popsany v článku 20.
 5. Každý PPS bude aktualizovat svůj IGM o domluvená opatření, je-li to na místě.
 6. Každý PPS bude dodržovat požadavky stanovené článkem 22. Veškeré časy uvedené v návrhu CGMM odkazují k tržnímu času, tak jak je definován ve článku 2(15) nařízení 2015/1222.

Článek 5

Údaje, které mají být zahrnuty do IGM

1. IGM musejí obsahovat prvky sítě velmi vysokého napětí a sítě zvláště vysokého napětí, pokud jsou použity v regionální analýze provozní bezpečnosti pro daný časový rámec.
2. Pro každý zapojený síťový prvek musí být poskytnut jedinečný identifikátor.
3. Tam, kde tato metodika odkazuje na rozklad podle primárních energetických zdrojů, je požadována analýza podle primárních energetických zdrojů konzistentní s těmi používanými centrální platformou pro transparentnost informací podle nařízení 543/2013.
4. Nemá-li PPS některé z požadovaných údajů k dispozici, použije místo nich svůj nejlepší odhad.

Článek 6 Síťové prvky

1. Síťové prvky popsané v odstavci 2 tohoto článku musejí být zahrnuty do každého IGM bez ohledu na to, zda jsou provozovány PPS nebo provozovatelem distribuční soustavy (včetně provozovatelů uzavřených distribučních soustav), mají-li tyto prvky hladinu napětí:
 - a. 220 kV nebo vyšší;
 - b. nižší než 220 kV a jsou použity v regionální analýze provozní bezpečnosti.
2. Příslušné síťové prvky a údaje, které pro ně mají být poskytnuty, jsou:
 - a. rozvodny: hladiny napětí, sekce sběrnic, a pokud to vyžaduje způsob modelování použitý pro spínací zařízení daného PPS: identifikátor vypínacího zařízení a typ vypínacího zařízení, což je vypínač, odpojovač
 - b. vedení nebo kabely: elektrické vlastnosti, připojené rozvodny;
 - c. transformátory včetně transformátorů s regulací fáze: elektrické vlastnosti, připojené rozvodny, typ přepínače odboček, případně typ regulace;
 - d. zařízení pro kompenzaci výkonu a flexibilní systémy pro přenos střídavého proudu (FACTS): typ, elektrické vlastnosti, případně typ regulace.
3. Model nebo ekvivalentní model částí sítě provozovaných při napětí nižším než 220 kV musí být zahrnut do IGM bez ohledu na to, zda jsou tyto části sítě provozovány PPS nebo provozovatelem distribuční soustavy (včetně provozovatelů uzavřených distribučních soustav), pokud
 - a. tyto části sítě obsahují prvky, které jsou použity v regionální analýze provozní bezpečnosti, nebo
 - b. dané síťové prvky v těchto částech sítě propojují
 - i. výrobní jednotky nebo zátěže modelované v detailu podle článku 8 nebo 9 na hladině napětí 220 kV nebo vyšší;
 - ii. dva uzly na hladině napětí 220 kV nebo vyšší.
4. Modely a ekvivalentní modely podle odstavce 3 musí obsahovat alespoň sdružené zátěže oddělené od výroby a výrobní kapacity rozlišené podle primárních energetických zdrojů a oddělené od zátěží v odpovídajících částech sítě, rozdělené podle rozvodů ekvivalentního modelu nebo rozvodů, ke kterým jsou připojeny odpovídající části sítě.

Článek 7 Hraniční body

1. Pro každou příslušnou hranici příslušní PPS vymezi svou odpovědnost, pokud jde o modelování sítě, dohodnutím příslušných hraničních bodů.
2. Každý PPS zahrne veškeré příslušné síťové prvky na své straně hraničního bodu do svého IGM.
3. Každý PPS zahrne každý hraniční bod do svého IGM s fiktivní injekcí.

Článek 8

Výroba

1. Výrobní jednotky včetně synchronních kondenzátorů a přečerpávacích vodních elektráren I musejí být detailně modelovány, pokud jsou připojeny na hladině napětí
 - a. 220 kV nebo vyšší;
 - b. nižší než 220 kV a jsou použity v regionální analýze provozní bezpečnosti.
2. Několik totožných nebo podobných výrobních jednotek může být detailně modelováno jako blok, pokud je tento modelovací přístup dostačující s ohledem na regionální analýzu provozní bezpečnosti. U výrobních jednotek detailně modelovaných jako blok musí být do IGM zahrnut ekvivalentní model.
3. Výrobní kapacita nemodelovaná detailně bude v IGM modelována sdruženě.
4. Jak u detailně nebo sdruženě modelovaných výrobních jednotek, rozlišených podle primárních energetických zdrojů oddělených od zátěží, musejí být do IGM zahrnuty následující údaje:
 - a. bod připojení;
 - b. primární energetický zdroj.
5. U detailně modelovaných výrobních jednotek musejí být do IGM zahrnuty tyto údaje:
 - a. maximální činný výkon a minimální činný výkon; definovány jako hodnoty, na které se výrobní jednotka může regulovat. V případě přečerpávacích vodních výrobních jednotek musí být modelovány dva režimy provozu a pro každý režim musí být poskytnutý samostatný záznam (jeden pro turbínový a jeden pro čerpací režim);
 - b. typ režimu regulace jako jedna z následujících možností: „bez regulace“, „regulace napětí“, „regulace účinníku“, „regulace jalového výkonu“ a u napětíově regulovaných výrobních jednotek regulované přípojnice, ve kterých je nastaveno plánované napětí;
 - c. maximální a minimální hodnota jalového výkonu, když je dodáván minimální a maximální činný výkon, a pokud to vyžaduje regionální analýza provozní bezpečnosti, příslušný PQ diagram;
 - d. vlastní spotřeba výrobní jednotky bude modelována jako nekonformní zátěž v místě připojení výrobní jednotky, pokud to vyžaduje regionální analýza provozní bezpečnosti.
6. U sdruženě modelovaných výrobních jednotek musejí být do IGM zahrnuty tyto údaje:
 - a. celkové výrobní kapacity rozlišené podle primárních energetických zdrojů a oddělené od zátěží v příslušných částech sítě, rozdělené podle rozveden ekvivalentního modelu nebo rozveden, ke kterým jsou příslušné části sítě připojeny.

Článek 9 Zátěže

1. Zátěže musejí být detailně modelovány, pokud jsou připojeny na hladině napětí
 - a. 220 kV nebo vyšší;
 - b. nižší než 220 kV a jsou použity v regionální analýze provozní bezpečnosti.
2. Několik totožných nebo podobných zátěží může být detailně modelováno dohromady, pokud je tento modelovací přístup dostačující s ohledem na regionální analýzu provozní bezpečnosti. U zátěží detailně modelovaných dohromady musí být do IGM zahrnut ekvivalentní model.
3. Zátěže nemodelované detailně budou v IGM modelovány sdruženě.
4. Jak u detailně nebo sdruženě modelovaných zátěží, oddělených od výroby, musejí být do IGM zahrnuty následující údaje:
 - a. bod připojení;
 - b. účinník nebo jalový výkon;
 - c. příznak konformity (kde hodnota „true“ znamená, že spotřeba činného a jalového výkonu by měla být měněna v průběhu procesu vybilancování celkové zátěže).
5. U sdruženě modelovaných zátěží musejí být do IGM zahrnuty tyto údaje:
 - a. celková zátěž (oddělená od výroby) v příslušných částech sítě rozdělená podle rozvoden ekvivalentního modelu nebo rozvoden, ke kterým jsou příslušné části sítě připojeny.

Článek 10

Vysokonapět'ová stejnosměrná (HVDC) přenosová spojení

1. HVDC spojení musejí být modelována bez ohledu na to, zda se nacházejí kompletně v jediné nabídkové zóně nebo spojují dvě nabídkové zóny.
2. PPS, v jehož nabídkové zóně (zónách) se HVDC spojení nachází, nebo PPS, jejichž nabídkové zóny jsou propojeny HVDC spojením, rozhodují o míře detailu, do jaké bude HVDC spojení modelováno. Své rozhodnutí založí na funkcích, pro které bude HVDC spojení používáno. Standardně je HVDC spojení modelováno detailně a informace o části se střídavým/stejnoseměrným proudem HVDC spojení budou vyměněny navzájem mezi danými PPS, s výjimkou případů, kdy to nevyžadují používané funkce.
3. Jak pro HVDC detailně modelovaná spojení, tak pro zjednodušeně modelovaná HVDC spojení, musejí být zahrnuty tyto údaje:
 - a. body připojení.
4. U HVDC spojení mezi detailně modelovanými zónami se příslušní PPS dohodnou, který z nich poskytne detailní model, ať už zahrnutý do jeho IGM nebo zpřístupněný zvlášť. V případě, že HVDC spojení propojuje oblast CGM s nabídkovou zónou, která není součástí oblasti CGM, PPS nacházející se v oblasti CGM zahrne detailní model do svého IGM. Detailní modely HVDC spojení musejí obsahovat:
 - a. elektrické vlastnosti;
 - b. typ a vlastnosti podporovaných režimů řízení.
5. HVDC spojení modelovaná zjednodušeně budou znázorněna ekvivalentními injekcemi v bodech připojení.
6. V případě HVDC spojení, která propojují oblast CGM s nabídkovou zónou, která není součástí oblasti CGM, PPS nacházející se v oblasti CGM je povinen usilovat o uzavření dohody s majiteli HVDC spojení nevázaných touto metodikou s cílem zajistit jejich součinnost při plnění požadavků stanovených tímto článkem.

Článek 11

Modelování sousedících sítí

1. Každý PPS vymodeluje HVDC spojení se sousedícími sítěmi podle článku 10.
2. Každý PPS vymodeluje střídavá přenosová (AC) spojení se sousedícími sítěmi, tak jak je popsáno v tomto článku.
3. Na začátku procesu popsaného ve článku 4 každý PPS využije ve svém IGM ekvivalentní model sousedících sítí.

Článek 12 Topologie

1. Při vytváření svého IGM je každý PPS povinen zajistit, aby
 - a. IGM znázorňoval stav – buď vypnuto, nebo zapnuto – všech modelovaných vypínacích zařízení;
 - b. IGM znázorňoval pozici odbočky všech modelovaných transformátorů s přepínači odboček včetně transformátorů s regulací fáze
 - c. topologie IGM odrážela plánovanou nebo vynucenou nedostupnost modelovaných zařízení, o kterých se ví, že jsou nedostupné, v souladu se scénáři popsány v článku 3;
 - d. topologie IGM byla aktualizována, aby odrážela nápravná opatření podle článku 14 nařízení 2016/1719 a případně dohodnutá topologická opatření;
 - e. s ohledem na c) a d) topologie IGM odrážela nejlepší předpověď provozního stavu;
 - f. stav propojení pomocí interkonektorů a hraničních vedení s dalšími PPS byl konzistentní s IGM příslušných sousedních PPS.

Článek 13

Výkonové dodávky a zátěže

1. Při vytváření svých IGM je každý PPS povinen dodržovat následující obecné zásady týkající se výkonových dodávek a zátěží:
 - a. Pro rozložení dodávek
 - i. IGM udává dodávky činného a jalového výkonu pro každou modelovanou výrobní jednotku v provozu včetně synchronních kompenzátorů a přečerpávacích vodních elektráren, což se vztahuje na každou výrobní jednotku, ať už je modelovaná detailně samostatně nebo detailně v bloku nebo je modelovaná sdruženě;
 - ii. udávaná dodávka činného a jalového výkonu pro každou modelovanou výrobní jednotku je konzistentní s udávanými maximálními a minimálními limity pro činný a jalový výkon a/nebo platným PQ diagramem.
 - iii. dodávky činného výkonu spojené s výrobou v rámci IGM musejí být konzistentní s příslušnými nápravnými opatřeními v souladu s článkem 14 nařízení 2016/1719 a dalšími opatřeními vyžadovanými k tomu, aby systém zůstal v platných mezích provozní bezpečnosti mimo jiné včetně poskytnutí dostatečných kladných i záporných rezerv činného výkonu vyžadovaných pro potřeby řízení frekvence.
 - b. Pro rozložení zátěže
 - i. IGM udává spotřebu činného a jalového výkonu pro každou zátěž a přečerpávací vodní elektrárnu v provozu;
 - ii. součet spotřeb činných výkonů modelovaných zátěží a přečerpávacích elektráren v provozu se musí rovnat celkové zátěži uvažovaného scénáře.
2. Při vytváření svého IGM je každý PPS povinen dodržovat následující zásady týkající se dodávek:
 - a. pro vytvoření rozložení dodávky výkonu pro daný scénář PPS bude vybilancovávat nebo jinak upraví dodávky činného výkonu spojené s modelovanými výrobními jednotkami;
 - b. u detailně modelovaných výrobních jednotek bude jejich stav dostupnosti respektovat následující v souladu se scénáři popsány v článku 3:
 - i. plány odstávek;
 - ii. testovací profily;
 - iii. plánovanou nedostupnost;
 - iv. jakákoliv omezení kapacity činného výkonu;
 - c. u detailně modelovaných řízených výrobních jednotek bude model rozložení výroby respektovat následující v souladu se scénáři popsány v článku 3:
 - i. pro všechny scénáře
 1. dostupnost;
 2. platné provozní instrukce a smlouvy;
 - ii. nejlepší předpověď založenou na některém z následujících faktorů:

1. příslušné aktuální, historické nebo plánované obchodní/tržní údaje;
 2. rozdíl mezi základní a mezní výrobou;
 3. zavedené klíče pro rozložení výroby, žebříčky dostupných zdrojů nebo participační faktory;
 4. jakékoli jiné relevantní informace;
- d. u sdruženě modelovaných říditelných výrobních jednotek bude modelované rozložení dodávky respektovat:
- i. pro všechny scénáře nejlepší předpověď rozložení výroby založenou na některých z následujících faktorů:
 1. příslušné aktuální, historické a předpovídané obchodní/tržní údaje;
 2. rozdíl mezi základní a mezní výrobou;
 3. zavedené klíče pro rozložení výroby, žebříčky dostupných zdrojů nebo participační faktory;
 4. údaje o výrobní kapacitě sdruženě modelovaných výrobních jednotek, které jsou rozlišeny podle primárních energetických zdrojů a odděleny od zátěží a spravované správcem sdružených dat, jejichž údaje jsou používány v regionální analýze provozní bezpečnosti rozdělené podle rozvoden ekvivalentního modelu nebo rozvoden, ke kterým jsou připojeny odpovídající části sítě;
 5. jakékoli jiné relevantní informace;
 - e. pro všechny scénáře pro detailně modelované jednotky intermitentní výroby bude model rozložení výroby respektovat jejich dostupnost v souladu se scénáři popsány v článku 3;
 - f. pro všechny intermitentní výrobní jednotky, ať už detailně nebo sdruženě modelované, bude model rozložení výroby respektovat nejvhodnější předpověď v souladu se scénáři popsány v článku 3.
3. Při vytváření svého IGM je každý PPS povinen dodržovat následující zásady týkající se zátěží:
- a. pro vytvoření rozložení zátěže pro daný scénář PPS bude vybilancovávat nebo jinak upraví spotřebu činného a jalového výkonu v uzlu spojenou s modelem zátěží a přečerpávacích elektráren;
 - b. pro všechny scénáře to bude založeno na některých z následujících faktorů:
 - i. reprezentativní historická referenční data pro příslušné roční období, den, čas a jiné relevantní údaje;
 - ii. SCADA a/nebo změřené údaje;
 - iii. údaje dle hodnocení stavu;
 - iv. statistické analýzy a předpovídaná data;
 - v. rozdíl mezi konformním a nekonformním zátěží;
 - vi. plánované odstávky přinejmenším pro detailně modelované zátěže;
 - vii. pro detailně modelované zátěže maximální spotřeba činného výkonu a charakteristiky instalované regulace jalového výkonu, jakož i maximální a

- minimální činný výkon dostupný pro řízení spotřeby a maximální a minimální trvání možného užití tohoto výkonu pro řízení spotřeby;
- viii. pro sdruženě modelovanou zátěž spravovanou správcem sdružených dat, jejichž údaje jsou používány v regionální analýze provozní bezpečnosti, celkové maximální a minimální činné výkony dostupné pro řízení spotřeby oddělené od výroby a maximální a minimální trvání možného užití tohoto výkonu pro řízení spotřeby regulované správcem sdružených dat v odpovídajících částech sítě rozdělené podle rozvoden ekvivalentního modelu nebo rozvoden, ke kterým jsou připojeny odpovídající části sítě;
 - ix. pro sdruženě modelovanou zátěž spravovanou správcem sdružených dat, jejichž údaje jsou používány v regionální analýze provozní bezpečnosti, předpověď neomezeného činného výkonu dostupného pro řízení spotřeby a jakékoliv plánované řízení spotřeby
 - x. jakékoli jiné relevantní informace

Článek 14 Monitorování

1. Při vytváření každého IGM je každý PPS povinen dodržovat pravidla stanovená v tomto článku s ohledem na provozní monitorované limity pro všechny modelované síťové prvky.
2. Pro každý scénář musí všechny provozní limity odpovídat provozním podmínkám mimo jiné včetně sezónních a dalších relevantních přírodních a meteorologických faktorů.
3. Pro každý scénář každý PPS zajistí, aby
 - a. IGM pro každé přímo modelované přenosové vedení, kabel, transformátor a související stejnosměrné zařízení udával buď
 - i. PATL, pokud jeho typ nezávisí na meteorologických podmínkách nebo předporuchových stavech; nebo
 - ii. nejlepší předpověď zatížitelnosti, pokud tato závisí na meteorologických podmínkách nebo předporuchových stavech;
 - b. IGM pro každé relevantní zařízení udával jedno nebo několik TATL, která by odrážela odpovídající roční dobu a byla založena na aplikovatelném PATL pro každé přímo modelované přenosové vedení, kabel, transformátor a související stejnosměrné zařízení;
 - c. IGM udával trvání TATL pro všechny prvky přenosového zařízení, pro které je TATL specifikováno, a to pro každé specifikované TATL;
 - d. IGM udával vypínací proud pro každý relevantní prvek přímo modelovaného přenosového zařízení, pokud je to vhodné;
 - e. IGM adekvátně odrážel maximální a minimální přípustné napětí na každé z úrovní jmenovitého napětí podle relevantních platných místních předpisů, norem, licencí, kodexů a smluv;

- f. Provozní monitorovací limity platné pro interkonektory a hraniční vedení s dalšími PPS byly konzistentní s uvedenými v IGM příslušných sousedních PPS;
- g. Provozní monitorovací limity vymezené v IGM byly konzistentní s limity provozní bezpečnosti;
- h. IGM udával vypočtené PATL a TATL pro relevantní jednotlivé prvky nebo skupiny prvků modelovaného přenosového zařízení s cílem zpracovat místní přenosové podmínky nespojené s tepelnou nebo napěťovou bezpečností v ustáleném stavu včetně podmínek spojených s dynamickou nebo napěťovou stabilitou;
- i. IGM udával adekvátní ekvivalentní provozní limity pro všechny ekvivalentní modely přenosového zařízení a pro modelované prvky zařízení neprovozované PPS včetně distribučních sítí důležitých z hlediska analýzy provozní bezpečnosti a výpočtu kapacit mezi nabídkovými zónami.

Článek 15

Nastavení regulací

1. Při vytváření každého IGM každý PPS specifikuje adekvátní nastavení regulací alespoň pro následující prvky regulačního zařízení, pokud byly modelovány a jsou relevantní:
 - a. transformátory a související přepínače odboček;
 - b. transformátory s regulací fáze a související přepínače odboček;
 - c. kompenzace jalového výkonu, včetně ale nikoliv pouze:
 - i. příčných kompenzátorů včetně kompenzačních kondenzátorů nebo tlumivek nebo diskretně spínané sady kompenzačních kondenzátorů nebo tlumivek;
 - ii. statických kompenzátorů VAR;
 - iii. synchronních kondenzátorů;
 - iv. statických synchronních kompenzátorů (STATCOM) a jiných zařízení flexibilní přenosové soustavy střídavého proudu (FACTS);
 - d. generátory pomáhající regulovat napětí;
 - e. stejnosměrná zařízení.
2. V případě prvků zařízení uvedených v bodech (a), (b), (c) a (d) odstavce 1 musí každý IGM zahrnovat následující informace, je-li to na místě:
 - a. stav regulace – aktivována/deaktivována;
 - b. režim regulace – napětí, činný výkon, jalový výkon, účinník, proud, nebo jiný vhodný režim;
 - c. regulační cíl nebo cílový rozsah v kV, MW, MVar, p.u. nebo jiných vhodných jednotkách;
 - d. mrtvé pásmo regulačního cíle;
 - e. regulační participační faktory;
 - f. regulovaný uzel.
3. V případě prvků zařízení uvedených v bodě (e) odstavce 1 musí každý IGM zahrnovat následující informace, je-li to na místě:

- a. provozní režim – střídač / usměrňovač;
 - b. režim kontroly – napětí, činný výkon, jalový výkon, účinník, proud, nebo jiný vhodný režim;
 - c. výsledný činný výkon;
 - d. výsledné napětí;
 - e. regulované uzly.
4. Tam, kde modelovaný prvek stejnosměrného zařízení tvoří součást hraničního vedení, každý PPS zajistí konzistenci výsledných toků hraničním vedením s dohodnutými toky na stejnosměrném vedení pro příslušný scénář v souladu s článkem 18.
 5. Každý PPS zajistí, aby výsledná napětí a výsledné napětěvé rozsahy odrážely příslušný scénář, jakož i aplikovatelnou instrukci pro regulaci napětí a limity provozní bezpečnosti.
 6. Každý PPS specifikuje alespoň jeden bilanční uzel v každém IGM pro účely vybilancování mezi celkovou výrobou a poptávkou během výpočtu ustáleného stavu sítě.

Článek 16

Předpoklady týkající se sousedních sítí

1. Při vytváření každého IGM každý PPS aktualizuje provozní předpoklady s ohledem na sousední sítě podle co možná nejspolehlivější sady proveditelných odhadů. Po úspěšném dokončení kontrol popsaných v článku 4(3)(h) musí být ekvivalentní modely sousedních sítí odstraněny a nahrazeny rovnocennými injekcemi v příslušných hraničních bodech.
2. Pro každý IGM se součet injekcí na hraničních bodech musí rovnat odpovídajícímu saldu.

Článek 17

Související informace

1. Aby bylo možné uplatnit pravidla pro změnu charakteristik jednotlivých modelů sítí v průběhu výpočtu kapacity a jiných relevantních obchodních operací, každý PPS prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 zpřístupní pro všechny PPS následující informace:
 - a. klíče pro rozložení výroby.

Článek 18

Salda a toky na stejnosměrných vedeních

1. Pro všechny scénáře pro měsíční a roční časový rámec pro výpočet kapacity podle článku 3 se každý PPS bude řídit postupem pro vybilancování CGM popsaným v článku 19, aby splnil požadavky článku 19(2) nařízení 2016/1719.
2. U všech scénářů podle článku 3 v případě nabídkových zón připojených více než jedním stejnosměrným vedením pro splnění požadavků článku 19(2) nařízení 2016/1719 se dotčení

PPS dohodnou na konzistentních hodnotách toků na stejnosměrných vedeních, které budou použity v IGM každého z PPS. Tyto hodnoty PPS pak zpřístupní pro všechny ostatní PPS.

Článek 19 Vybilancování CGM

1. Pro každý scénář pro měsíční a roční časový rámec pro výpočet kapacity podle článku 3 každý PPS připraví a prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 a v souladu s procesem popsáním v článku 22 zpřístupní pro všechny PPS svoji nejlepší předpověď
 - a. salda pro svoji nabídkovou zónu, která představuje předběžnou velikost salda;
 - b. toku na každém stejnosměrném vedení připojeném k jeho nabídkové zóně, která představuje předběžnou velikost toku na každém stejnosměrném vedení;
 - c. jakákoli další vstupní data požadovaná algoritmem v souladu s odstavcem 2.
2. Všichni PPS společně určí algoritmus, který pro každý scénář a pro všechny nabídkové zóny vybalancuje předběžné velikosti sald a předběžných velikostí toků na každém stejnosměrném vedení tak, aby podle nastavení algoritmu
 - a. součet upravených sald pro všechny nabídkové zóny v oblasti CGM vyrovnával výsledné saldo pro oblast CGM;
 - b. u všech nabídkových zón připojených alespoň jedním stejnosměrným vedením byl součet toků na všech stejnosměrných vedeních vzájemně konzistentní pro obě dotčené nabídkové zóny;
3. Pro zajištění absence neoprávněné diskriminace mezi výměnami uvnitř zón a výměnami mezi zónami v souladu s článkem 19(2) nařízení 2016/1719 bude mít algoritmus následující vlastnosti:
 - a. vybilancování předběžných sald a předběžných toků na každém stejnosměrném vedení bude rozprostřeno po všech nabídkových zónách a žádná z nabídkových zón nebude předmětem jakéhokoliv přednostního zacházení nebo výsadního postavení v souvislosti s fungováním algoritmu;
 - b. při stanovování potřebných úprav cílová funkce algoritmu stanoví vhodné váhy následujícího:
 - i. potřebné velikosti změny předběžné hodnoty salda a toků na každém stejnosměrném vedení, která musí být minimalizována;
 - ii. schopnosti nabídkové zóny přizpůsobit svou předběžnou hodnotu salda a toků na každém stejnosměrném vedení na základě objektivních a transparentních kritérií;
 - c. algoritmus určí objektivní a transparentní kritéria konzistence a kvality, která musí splňovat vstupní data požadovaná od každého PPS;
 - d. algoritmus bude dostatečně robustní, aby za každých okolností poskytl výsledky v souladu s odstavcem 2 za předpokladu, že mu byla poskytnuta vstupní data.
4. PPS se dohodnou na postupech

- a. pro snižování absolutní hodnoty součtu předběžných velikostí sald pro všechny nabídkové zóny v oblasti CGM; a
 - b. poskytování aktualizovaných vstupních dat, je-li potřeba; a
 - c. zohlednění rezervních limitů kapacit a stability, pokud vyvstane potřeba aktualizovat vstupní data.
5. PPS budou pravidelně přezkoumávat a v případě potřeby zlepšovat algoritmus.
 6. PPS zveřejní algoritmus v rámci údajů, které mají být poskytovány podle článku 26(3) nařízení 2016/1719. Pokud bude algoritmus pozměněn v průběhu sledovaného období, PPS musejí jasně uvést, který algoritmus byl používán během kterého období a vysvětlí důvody jeho úpravy.
 7. Všichni PPS společně zajistí, aby algoritmus byl přístupný pro příslušné strany prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21.
 8. V souladu s článkem 62 nařízení 2016/1719 každý PPS jmenuje zástupce pro vybilancování modelů, který jménem daného PPS bude v souladu s procesem popsaným v článku 22 vykonávat následující úkoly:
 - a. zkontroluje úplnost a kvalitu vstupních dat poskytovaných v souladu s odstavcem 1 a nahradí v případě potřeby chybějící data nebo data nedostačující kvality substitučními daty;
 - b. uplatní algoritmus pro výpočet vybilancovaných sald a vybilancovaných toků na všech stejnosměrných vedeních pro každý scénář a každou nabídkovou zónu, aby bylo dosaženo splnění požadavků podle odstavce 2, a prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 je zpřístupní pro všechny PPS;
 - c. zajistí, aby obdržené výsledky byly konzistentní s výsledky obdrženými případnými ostatními zástupci pro vybilancování modelů.
 9. V souladu s článkem 4(3)(f) každý PPS zajistí, aby byl IGM konzistentní s vybilancovanými saldy a toky na stejnosměrných vedeních poskytnutými zástupcem pro vybilancování modelů.

Článek 20

Společný model sítě

1. V souladu s článkem 62 nařízení 2016/1719 a článkem 21(3) nařízení 2016/1719 každý PPS jmenuje zástupce pro spojování modelů, který jménem daného PPS bude v souladu s procesem popsáním v článku 22 vykonávat následující úkoly:
 - a. zkontroluje konzistenci IGM poskytnutých PPS podle kritérií kvality definovaných v souladu s článkem 23;
 - b. pokud IGM neprojde kontrolou kvality uvedenou v bodě (a), buď obdrží od zodpovědného PPS nový IGM dostačující kvality, nebo nahradí alternativní IGM v souladu s pravidly pro náhradu uvedenými v odstavci 4 a zpřístupní tento ověřený IGM prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21;
 - c. uplatní požadavky uvedené v odstavci 2 pro spojení všech IGM do CGM v souladu s článkem 22 nařízení 2016/1719 a prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 zpřístupní výsledné CGM pro všechny PPS;
 - d. zajistí, že vytvořený CGM je konzistentní s obdrženy CGM od ostatních zástupců pro spojování modelů (pokud existují);
 - e. identifikuje porušení limitů provozní bezpečnosti v CGM;
 - f. obdrží od provozovatelů PS příslušné IGM aktualizované na základě případných dohodnutých opatření a podle požadavků zopakuje kroky (a) až (e).
 - g. je-li potřeba, ověří výsledný CGM a zpřístupní ho prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21.
2. Všichni PPS společně zformulují požadavky týkající se zástupců pro spojování modelů a postupu pro spojení v souladu s článkem 24.
3. Každý zástupce pro spojování modelů musí splňovat požadavky uvedené v odstavci 2 a provede požadavky vztahující se k postupu pro spojení uvedené v odstavci 2.
4. Všichni PPS společně stanoví pravidla pro náhradu vztahující se k IGM, které nesplňují kritéria kvality uvedená v článku 23.
5. Každý PPS prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 poskytne data požadovaná pravidly pro náhradu uvedená v odstavci 4.

Článek 21

Informační platforma

1. Všichni PPS pověří třetí osobu realizací a správou společné informační platformy, která bude poskytovat přinejmenším služby popsané v odstavci 2, v souladu s článkem 62 nařízení 2016/1719.
2. Informační platforma bude podporovat proces tvorby CGM přinejmenším následujícími způsoby a bude obsahovat všechny k tomuto účelu potřebné funkce:
 - a. každý PPS musí být schopen používat informační platformu, aby se všemi ostatními PPS v souladu s procesem tvorby CGM popsáním v článku 22 sdílel svoji nejlepší předpověď
 - i. salda pro svoji nabídkovou zónu včetně předběžné velikosti salda;
 - ii. toku na každém stejnosměrném vedení připojeném k jeho nabídkové zóně obsahující předběžné velikosti toku na každém stejnosměrném vedení;
 - iii. jakákoli další vstupní data požadovaná algoritmem podle článku 19(2);
 - b. algoritmus podle článku 19(2) bude přístupným prostřednictvím informační platformy;
 - c. zástupci pro vybilancování modelů musí být schopni prostřednictvím informační platformy zpřístupnit pro všechny PPS vybilancovaná salda a vybilancované toky na stejnosměrných vedeních, které splňují požadavky stanovené v článku 19(2);
 - d. každý PPS musí být schopen prostřednictvím informační platformy zpřístupnit pro všechny PPS související informace uvedené v článku 17;
 - e. každý PPS musí být schopen prostřednictvím informační platformy zpřístupnit pro všechny PPS všechny svoje IGM;
 - f. pro každého PPS a každý scénář budou prostřednictvím informační platformy dostupná všechna data požadovaná pravidly pro náhradu uvedenými v článku 20(5);
 - g. informační platforma bude schopna poskytnout informaci ohledně kvality předložených IGM včetně nezbytných náhrad;
 - h. všichni zástupci pro spojování modelů musí být schopni prostřednictvím informační platformy zpřístupnit CGM pro všechny PPS;
 - i. všechny informace požadované v souvislosti s hraničními body v souladu s článkem 7 budou dostupné prostřednictvím informační platformy;
 - j. prostřednictvím informační platformy budou pro všechny PPS dostupné následující informace a/nebo údaje:
 - i. klíče pro rozložení výroby.

Článek 22

Proces tvorby CGM

1. Při přípravě CGM pro měsíční a roční časový rámec pro výpočet kapacity (pro dlouhodobé trhy, používaný pouze v regionech pro výpočet kapacity, kde se uplatňuje bezpečnostní analýza založená na několika scénářích podle článku 10 nařízení 2016/1719) všichni PPS, zástupci pro spojování modelů a zástupci pro vybilancování modelů musí provést následující kroky:
 - a. každý PPS prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 zpřístupní pro všechny PPS předběžné velikosti sald, předběžné velikosti toků na stejnosměrných vedeních a případná další data vyžadovaná pro proces vybilancování;
 - b. zástupce(i) pro vybilancování modelů ověří úplnost a kvalitu vstupních dat poskytnutých v souladu s článkem 19(1) a nahradí v případě potřeby chybějící data nebo data nedostačující kvality substitučními daty;
 - c. zástupce(i) pro vybilancování modelů uplatní algoritmus pro výpočet korigovaných sald a korigovaných toků na stejnosměrných vedeních pro každý scénář a každou nabídkovou zónu, které splňují požadavky vymezené v článku 19(2);
 - d. zástupce(i) pro vybilancování modelů prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 zpřístupní pro všechny PPS tato vybilancovaná salda a vybilancované toky na stejnosměrných vedeních;
 - e. každý PPS zpřístupní svůj IGM prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21; v souladu s článkem 4(3)(f) PPS zajistí, aby byl IGM konzistentní se saldy a toky na stejnosměrných vedeních poskytnutými zástupcem(i) pro vybilancování modelů;
 - f. zástupce pro spojování modelů PPS
 - i. ověří konzistenci IGM poskytnutého PPS podle kritérií kvality v souladu s článkem 23;
 - ii. pokud IGM neprojde kontrolou kvality uvedenou v (i), buď získá od zodpovědného PPS nový IGM dostačující kvality, nebo nahradí alternativní IGM v souladu s pravidly pro náhradu podle článku 20(4) a zpřístupní tento ověřený IGM prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21;
 - g. zástupce pro spojování modelů PPS
 - i. uplatní požadavky podle článku 20(3) pro spojení všech IGM do CGM v souladu s článkem 22 nařízení 2016/1719 a prostřednictvím informační platformy uvedené v článku 21 zpřístupní výsledné CGM pro všechny PPS a subjekty pro výpočet koordinované kapacity za účelem výpočtu kapacity;
 - ii. ověří každý obdrženy CGM a zajistí jejich konzistenci s případnými CGM obdrženy od ostatních zástupců pro spojování modelů.
2. Všichni PPS musí zajistit, aby proces spojení a tvorby CGM byl dokončen včas v souladu s provozními lhůtami pro měsíční a roční časový rámec pro výpočet kapacity stanovenými v

nařízení 2016/1719 a za dodržování metodik vyžadovaných nařízením 2016/1719 tak, aby byl pro účely výpočtu kapacity k dispozici vždy co nejpřesnější a nejaktuálnější model.

Článek 23

Monitorování kvality

1. Všichni PPS společně určí kritéria kvality, která by IGM měly splňovat, aby mohly být spojeny do společného modelu sítě. IGM, který nesplní tato kritéria kvality, musí být nahrazen substitučním IGM.
2. Všichni PPS společně určí kritéria kvality, která by CGM měly splňovat, aby mohly být zpřístupněny prostřednictvím informační platformy.
3. Všichni PPS společně určí kritéria, která musí splňovat předběžné velikosti sald a toků na stejnosměrných vedeních, jakož i další vstupní data potřebná pro proces vybilancování CGM podle článku 19. Datové soubory, které nesplní tato kritéria, musí být nahrazeny substitučními daty.
4. Všichni PPS společně určí ukazatele kvality, které umožní vyhodnotit všechny fáze procesu tvorby CGM, včetně zejména procesu vybilancování CGM popsáno v článku 19. PPS musí monitorovat tyto ukazatele kvality a zveřejňovat ukazatele a výsledky monitorování v rámci dat, jejichž poskytnutí je požadováno článkem 26(3) nařízení 2016/1719.

Článek 24

Harmonogram implementace

1. Po schválení této metodiky ji každý PPS zveřejní na internetu v souladu s článkem 4(13) nařízení 2016/1719.
2. Všichni PPS společně vyvinou řídicí rámec pro informační platformu zmíněnou v článku 21, který se zaměří alespoň na otázky vlastnictví, provozování, rozdělení nákladů, licenčních požadavků a provozní odpovědnosti. Tento řídicí rámec musí být připraven s časovým předstihem dostatečným pro to, aby všichni PPS dodrželi lhůtu stanovenou v odstavci 3, a musí respektovat ustanovení o pověření uvedená v článku 62 nařízení 2016/1719.
3. Do šesti měsíců od schválení metodiky společného modelu sítě předloženého podle článku 17 nařízení 2015/1222 všichni PPS uspořádají proces spojení jednotlivých modelů sítě provedením následujících kroků:
 - a. všichni PPS společně vyvinou řídicí rámec zmíněný v odstavci 2. Budou respektovat ustanovení o pověření uvedená v článku 81 nařízení 2015/1222, respektive v článku 62 nařízení 2016/1719;
 - b. každý PPS vyhotoví smlouvu o pověření se zástupcem pro vybilancování modelů zmíněným v článku 19. Při koncipování této smlouvy bude každý PPS respektovat ustanovení o pověření uvedená v článku 81 nařízení 2015/1222, respektive v článku 62 nařízení 2016/1719;
 - c. všichni PPS společně stanoví a vyvinou algoritmus uvedený v článku 19 a rovněž stanoví pravidla a postup spojený s tímto algoritmem. Všichni PPS na internetu zveřejní specifikace, pravidla a postupy spojené s algoritmem uvedeným v článku 19;
 - d. všichni PPS společně určí kritéria a kvalitativní ukazatele uvedené v článku 23;
 - e. všichni PPS společně zformulují požadavky týkající se zástupců pro spojování modelů a postupu pro spojení uvedeného v článku 20(2), jakož i pravidel náhrady uvedených v článku 20(4);
 - f. každý PPS vyhotoví smlouvu o pověření se zástupcem pro spojování modelů zmíněným v článku 20. Při koncipování této smlouvy bude každý PPS respektovat ustanovení o pověření uvedená v článku 81 nařízení 2015/1222, respektive v článku 62 nařízení 2016/1719.
4. Do sedmi měsíců od schválení metodiky společného modelu sítě předloženého podle článku 17 nařízení 2015/1222 nebo do 14. července 2017, podle toho, co nastane později, musí být informační platforma uvedená v článku 21 v provozu. Všichni PPS, všichni zástupci pro vybilancování modelů a všichni zástupci pro spojování modelů musí být připojeni k informační platformě a být schopni využívat jejích funkcí popsanych v této metodice.
5. Do třinácti měsíců od schválení metodiky společného modelu sítě předloženého podle článku 17 nařízení 2015/1222 nebo do 14. ledna 2018, podle toho, co nastane později, musí

všichni PPS společně zajistit provozuschopnost procesu tvorby CGM a jeho připravenost k použití subjekty pro výpočet koordinované kapacity.

6. Všichni PPS společně připraví dostupná data související s monitorováním kvality, a to s časovým předstihem dostatečným pro to, aby tato data mohla být zahrnuta do první zprávy uvedené v článku 31 nařízení 2015/1222, která má být předložena do 14. srpna 2017, respektive do první zprávy uvedené v článku 26 nařízení 2016/1719, která má být předložena do 17. října 2018. V následujících letech budou PPS tato data připravovat podle potřeby.

Článek 25

Jazyk

Oficiálním jazykem tohoto návrhu CGMM je angličtina. Aby se předešlo pochybnostem, pokud PPS potřebuje přeložit tento návrh do svého národního jazyka, v případě rozporů mezi anglickou verzí vydanou všemi PPS v souladu s článkem 4(13) nařízení 2016/1719 a jakoukoli jinou jazykovou verzí v souladu s vnitrostátními právními předpisy PPS předloží příslušným vnitrostátním regulačním orgánům aktualizovaný překlad tohoto návrhu.

Jako tlumočnice jmenovaná rozhodnutím Krajského soudu v Praze č. j. Spr 4019/98 ze dne 22. 05. 1998 pro jazyk arabský a ze dne 10. 02. 2009 pro jazyk anglický stvrzuji, že mnou provedený překlad souhlasí s textem připojené listiny.

Tlumočnický úkon je zapsán pod poř. č. 6580 tlumočnického deníku.

Kladno 10. 07. 2017



PhDr. Andrea Moustafa, Ph.D.
soudní tlumočnice



