



**Domnului Adrian Constantin Rusu, Președinte Directorat
C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.**

Subiect: „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iunie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (7) lit. a) și ale art. 20 alin. (2) din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (Regulamentul CACM), toți operatorii de transport și de sistem (OTS) din regiunea de calcul al capacităților Sud-Estul Europei (RCC SEE) au elaborat în comun o propunere pentru metodologia comună de calcul al capacității, menționată în referință (SEE CCM). SEE CCM a fost transmisă spre aprobare ANRE prin adresa nr. 1808/15.01.2018, înregistrată la ANRE cu nr. 3434/16.01.2018.

Potrivit prevederilor art. 9 alin. (7) lit. a) din Regulamentul CACM, SEE CCM face obiectul aprobării de către toate autoritățile de reglementare din cadrul RCC SEE. În conformitate cu dispozițiile art. 9 alin. (10) din același Regulament, acestea trebuie să se consulte, să coopereze îndeaproape și să se coordoneze pentru a ajunge la un acord. Autoritățile de reglementare iau deciziile cu privire la SEE CCM în termen de 6 luni de la primirea acesteia de către ultima autoritate de reglementare în cauză.

Prin prezenta vă informăm că în data de 08.06.2018, în cadrul Forumului Regional SEE al Reglementatorilor în domeniul energiei electrice, a fost întrunit acordul tuturor autorităților de reglementare din RCC SEE privind amendarea SEE CCM.

În acest context, în aplicarea prevederilor art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM, vă transmitem anexată prezentei **documentul de poziție al tuturor autorităților de reglementare din RCC SEE privind solicitarea de amendament al propunerii OTS din RCC SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice**, versiunile în limba română și în limba engleză.

În conformitate cu prevederile aceluiași articol, în termen de două luni de la primirea solicitării autorităților de reglementare, toți OTS din RCC SEE trebuie să prezinte o propunere de modificare a metodologiei menționate, conform cerințelor prevăzute în documentul de poziție menționat.

Vă mulțumim pentru colaborare.

Cu stimă,

Henorel Florin Soreată,

Vicepreședinte

To South-East Europe CCR TSOs

Cc Mr Klaus-Dieter Borchardt
Director Internal Energy Market
DG ENER
European Commission

Mr Alberto Pototschnig
Director ACER

Mr. Ivan Ivanov
EWRC Chairperson

Mr. Dumitru Chiriță
President of ANRE

Athens, 08 June 2018

Subject: South-East Europe CCR TSOs proposal on common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe in accordance with Article 21 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015

Dear Sirs,

I write on behalf of the Regulatory Authorities of South-East Europe Capacity Calculation Region (SEE CCR), regarding the SEE CCR Transmission System Operators (SEE CCR TSOs) proposal on common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for SEE CCR in accordance with Article 21 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (Regulation 2015/1222).

The SEE CCR TSOs submitted the proposal on common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for SEE CCR in accordance with Article 20(2) of Regulation 2015/1222; this was received by the last Regulatory Authority of the SEE CCR on 19 January 2018. The Regulatory Authorities of SEE CCR reached a unanimous agreement to request to the SEE CCR TSOs an amendment to the proposal on common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for SEE CCR, within the six months' deadline pursuant to Article 9(12) of the Regulation 2015/1222. In particular, the Regulatory Authorities of SEE CCR request the SEE CCR TSOs to amend a number of issues in the proposal, as addressed in the attached common position paper unanimously agreed by the Regulatory Authorities of SEE CCR.

Therefore, this agreement shall provide evidence that a decision on the above mentioned proposal does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of the Regulation 2015/1222. It is intended to constitute the basis on which SEE CCR Regulatory Authorities will each subsequently make national decisions pursuant to Article 9(12) of Regulation 2015/1222 to request an amendment of the proposal.

Yours sincerely,

Dr. Nikolaos G. Boulaxis
President of RAE

Attachment: Position paper of SEE CCR Regulatory Authorities on a request for amendment to the SEE CCR TSOs proposal on common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for SEE CCR.

**REQUEST FOR AMENDMENT BY THE SEE CCR
REGULATORY AUTHORITIES**

OF

**THE SEE CCR TSOs' PROPOSAL OF COMMON
CAPACITY CALCULATION METHODOLOGY FOR THE
DAY-AHEAD AND INTRADAY MARKET TIMEFRAME IN
ACCORDANCE WITH ARTICLE 21 OF COMMISSION
REGULATION (EU) 2015/1222 OF 24 JULY 2015
ESTABLISHING A GUIDELINE ON CAPACITY
ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT**

08 June 2018

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of the SEE CCR Regulatory Authorities (in the following: SEE NRAs), agreed on 08 June 2018 at SEE CCR Energy Regulators' Regional forum, on the SEE CCR TSOs' (in the following: SEE TSOs) proposal of common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe (in the following: SEE CCM), submitted as required by Article 20 (2) and in accordance with Article 21 of Commission Regulation 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (in the following: CACM).

This agreement of the SEE NRAs shall provide evidence that a decision on the SEE CCM does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of CACM. It is intended to constitute the basis on which the SEE NRAs will each subsequently request an amendment to the SEE CCM pursuant to Article 9(12) of CACM.

The legal provisions that lie at the basis of the SEE CCM, and this SEE NRAs agreement on the above mentioned methodology, can be found in Articles 3, 8, 9, 14, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 29, 30, 46 and 58 of CACM. They are set out here for reference.

Article 3

Objectives of capacity allocation and congestion management cooperation

This Regulation aims at:

- (a) Promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;*
- (b) Ensuring optimal use of the transmission infrastructure;*
- (c) Ensuring operational security;*
- (d) Optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;*
- (e) (...);*
- (f) (...);*
- (g) Contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union;*
- (h) (...);*
- (i) (...);*
- (j) (...).*

Article 8

TSOs' tasks related to single day-ahead and intraday coupling

1. *In Member States electrically connected to another Member State all TSOs shall participate in the single day-ahead and intraday coupling.*

2. *TSOs shall:*

[...]

(c) establish and perform capacity calculation in accordance with Articles 14 to 30;

[...]

(e) calculate and send cross zonal capacities and allocation constraints in accordance with Articles 46 and 58;

[...]

Article 9

Adoption of terms and conditions or methodologies

1. TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.
[...]
5. Each regulatory authority shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6, 7 and 8.
6. (...)
7. The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:
 - a. the common capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2);
[...]
8. (...)
9. 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. Proposals on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.
10. Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.
11. (...)
12. In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraphs (6) and (7) within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 713/2009. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.
13. (...)
14. TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.

Article 14

Capacity calculation time-frames

1. All TSOs shall calculate cross-zonal capacity for at least the following time-frames:
 - (a) day-ahead, for the day-ahead market;
 - (b) intraday, for the intraday market.
2. For the day-ahead market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each day-ahead market time unit shall be calculated. For the intraday market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each remaining intraday market time unit shall be calculated.
3. For the day-ahead market time-frame, the capacity calculation shall be based on the latest available information. The information update for the day-ahead market time-frame shall not start before 15:00 market time two days before the day of delivery.
4. All TSOs in each capacity calculation region shall ensure that cross-zonal capacity is recalculated within the intraday market time-frame based on the latest available information. The frequency of this recalculation shall take into consideration efficiency and operational security.

Article 20

Introduction of flow-based capacity calculation methodology

1. For the day-ahead market time-frame and intraday market time-frame the approach used in the common capacity calculation methodologies shall be a flow-based approach, except where the requirement under paragraph 7 is met.
2. No later than 10 months after the approval of the proposal for a capacity calculation region in accordance with Article 15(1), all TSOs in each capacity calculation region shall submit a proposal for a common coordinated capacity calculation methodology within the respective region. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12. [...]

[...]

7. TSOs may jointly request the competent regulatory authorities to apply the coordinated net transmission capacity approach in regions and bidding zone borders other than those referred to in paragraphs 2 to 4, if the TSOs concerned are able to demonstrate that the application of the capacity calculation methodology using the flow-based approach would not yet be more efficient compared to the coordinated net transmission capacity approach and assuming the same level of operational security in the concerned region.

Article 21

Capacity calculation methodology

1. The proposal for a common capacity calculation methodology for a capacity calculation region determined in accordance with Article 20(2) shall include at least the following items for each capacity calculation time-frame:
 - (a) methodologies for the calculation of the inputs to capacity calculation, which shall include the following parameters:
 - (i) a methodology for determining the reliability margin in accordance with Article 22;
 - (ii) the methodologies for determining operational security limits, contingencies relevant to capacity calculation and allocation constraints that may be applied in accordance with Article 23;
 - (iii) the methodology for determining the generation shift keys in accordance with Article 24;
 - (iv) the methodology for determining remedial actions to be considered in capacity calculation in accordance with Article 25.
 - (b) a detailed description of the capacity calculation approach which shall include the following:
 - (i) a mathematical description of the applied capacity calculation approach with different capacity calculation inputs;

- (ii) rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges to ensure compliance with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009;
- (iii) rules for taking into account, where appropriate, previously allocated cross-zonal capacity;
- (iv) rules on the adjustment of power flows on critical network elements or of cross-zonal capacity due to remedial actions in accordance with Article 25;
- (v) (...)
- (vi) for the coordinated net transmission capacity approach, the rules for calculating cross-zonal capacity, including the rules for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders;
- (vii) (...)

(c) a methodology for the validation of cross-zonal capacity in accordance with Article 26.

2. For the intraday capacity calculation time-frame, the capacity calculation methodology shall also state the frequency at which capacity will be reassessed in accordance with Article 14(4), giving reasons for the chosen frequency.
3. The capacity calculation methodology shall include a fallback procedure for the case where the initial capacity calculation does not lead to any results.
4. [...]

Article 22

Reliability margin methodology

1. The proposal for a common capacity calculation methodology shall include a methodology to determine the reliability margin. The methodology to determine the reliability margin shall consist of two steps. First, the relevant TSOs shall estimate the probability distribution of deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time. Second, the reliability margin shall be calculated by deriving a value from the probability distribution.
2. The methodology to determine the reliability margin shall set out the principles for calculating the probability distribution of the deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time, and specify the uncertainties to be taken into account in the calculation. To determine those uncertainties, the methodology shall in particular take into account:
 - (a) unintended deviations of physical electricity flows within a market time unit caused by the adjustment of electricity flows within and between control areas, to maintain a constant frequency;
 - (b) uncertainties which could affect capacity calculation and which could occur between the capacity calculation timeframe and real time, for the market time unit being considered.
3. In the methodology to determine the reliability margin, TSOs shall also set out common harmonised principles for deriving the reliability margin from the probability distribution.
4. On the basis of the methodology adopted in accordance with paragraph 1, TSOs shall determine the reliability margin respecting the operational security limits and taking into account uncertainties between the capacity calculation time-frame and real time, and the remedial actions available after capacity calculation.
5. For each capacity calculation time-frame, the TSOs concerned shall determine the reliability margin for critical network elements, where the flow-based approach is applied, and for cross-zonal capacity, where the coordinated net transmission capacity approach is applied.

Article 23

Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints

1. Each TSO shall respect the operational security limits and contingencies used in operational security analysis.

2. *If the operational security limits and contingencies used in capacity calculation are not the same as those used in operational security analysis, TSOs shall describe in the proposal for the common capacity calculation methodology the particular method and criteria they have used to determine the operational security limits and contingencies used for capacity calculation.*
3. *If TSOs apply allocation constraints, they can only be determined using:*
 - (a) *constraints that are needed to maintain the transmission system within operational security limits and that cannot be transformed efficiently into maximum flows on critical network elements; or*
 - (b) *constraints intended to increase the economic surplus for single day-ahead or intraday coupling.*

Article 24

Generation shift keys methodology

1. *The proposal for a common capacity calculation methodology shall include a proposal for a methodology to determine a common generation shift key for each bidding zone and scenario developed in accordance with Article 18.*
2. *The generation shift keys shall represent the best forecast of the relation of a change in the net position of a bidding zone to a specific change of generation or load in the common grid model. That forecast shall notably take into account the information from the generation and load data provision methodology.*

Article 25

Methodology for remedial actions in capacity calculation

1. *Each TSO within each capacity calculation region shall individually define the available remedial actions to be taken into account in capacity calculation to meet the objectives of this Regulation.*
2. *Each TSO within each capacity calculation region shall coordinate with the other TSOs in that region the use of remedial actions to be taken into account in capacity calculation and their actual application in real time operation.*
3. *To enable remedial actions to be taken into account in capacity calculation, all TSOs in each capacity calculation region shall agree on the use of remedial actions that require the action of more than one TSO.*
4. *Each TSO shall ensure that remedial actions are taken into account in capacity calculation under the condition that the available remedial actions remaining after calculation, taken together with the reliability margin referred to in Article 22, are sufficient to ensure operational security.*
5. *Each TSO shall take into account remedial actions without costs in capacity calculation.*
6. *Each TSO shall ensure that the remedial actions to be taken into account in capacity calculation are the same for all capacity calculation time-frames, taking into account their technical availabilities for each capacity calculation timeframe.*

Article 26

Cross-zonal capacity validation methodology

1. *Each TSO shall validate and have the right to correct cross-zonal capacity relevant to the TSO's bidding zone borders or critical network elements provided by the coordinated capacity calculators in accordance with Articles 27 to 31.*
2. *Where a coordinated net transmission capacity approach is applied, all TSOs in the capacity calculation region shall include in the capacity calculation methodology referred to in Article 21 a rule for splitting the correction of cross-zonal capacity between the different bidding zone borders.*
3. *Each TSO may reduce cross-zonal capacity during the validation of cross-zonal capacity referred to in paragraph 1 for reasons of operational security.*

[...]

Article 29

Regional calculation of cross-zonal capacity

[...]

8. Each coordinated capacity calculator applying the coordinated net transmission capacity approach shall:

- (a) use the common grid model, generation shift keys and contingencies to calculate maximum power exchange on bidding zone borders, which shall equal the maximum calculated exchange between two bidding zones on either side of the bidding zone border respecting operational security limits;
- (b) adjust maximum power exchange using remedial actions taken into account in capacity calculation in accordance with Article 25;
- (c) adjust maximum power exchange, applying rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges in accordance with Article 21(1)(b)(ii);
- (d) apply the rules set out in accordance with Article 21(1)(b)(vi) for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders;
- (e) calculate cross-zonal capacity, which shall be equal to maximum power exchange adjusted for the reliability margin and previously allocated cross-zonal capacity

[...]

Article 30

Validation and delivery of cross-zonal capacity

1. Each TSO shall validate the results of the regional capacity calculation for its bidding zone borders or critical network elements, in accordance with Article 26.
2. (...)
3. Each coordinated capacity calculator shall provide the validated cross-zonal capacities and allocation constraints for the purposes of allocating capacity in accordance with Articles 46 and 58.

Article 46

Provision of input data

1. Each coordinated capacity calculator shall ensure that cross-zonal capacity and allocation constraints shall be provided to relevant NEMOs in time to ensure the publication of cross-zonal capacity and of allocation constraints to the market no later than 11.00 market time day-ahead.

[...]

Article 58

Provision of input data

1. Each coordinated capacity calculator shall ensure that cross-zonal capacity and allocation constraints are provided to the relevant NEMOs no later than 15 minutes before the intraday cross-zonal gate opening time.

[...]

II. The SEE TSOs' proposal

The SEE CCM was consulted by the SEE TSOs through ENTSO-E for one month from (13 November 2017 to 14 December 2017, in line with Article 20 and Article 12 of CACM.¹ The final SEE CCM was received by the last Regulatory Authority of the SEE Capacity Calculation Region on 19 January 2018. The proposal includes proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of CACM, in line with Article 9(9) of CACM.

¹ The public consultation is available on the ENTSO-e website: https://consultations.entsoe.eu/markets/see-ccr-tsos-proposal-of-ccm/consult_view/

Article 9(10) of CACM requires SEE NRAs to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory Authority concerned. A decision is therefore required by each Regulatory Authority by 19 July 2018.

The SEE CCM is based on a Coordinated Net Transmission Capacity (in the following: CNTC) approach:

- a) during the DA and ID capacity calculation (CC) processes, the Total Transfer Capacity (TTC) for the south RO borders, the BG-RO border, the north Greek borders and the BG-GR borders shall be assessed in both directions: by using Alternative Current (AC) load flow algorithm in order to assess network security of the relevant Critical Network Elements and Contingencies; is based on merged two-days ahead CGMs for DA CC process and day-ahead or intraday CGMs for ID CC process; by applying modification of cross border-zonal exchanges according to Generation and Load Shift Keys (GLSK) files.
- b) the day-ahead capacity calculation process starts in D-2 and it is based on D-2 Common Grid Models; the intraday capacity calculation process is performed in the end of D-1 and during the day D, basing on D-1 or ID Common Grid Models;
- c) for a transitory period, that will start 1 year after the beginning of testing of the methodology, the reliability margin will be defined for each bidding zone border as a maximum value of different values and percentages of TTC; the TSOs will review once a year the reliability margins for each bidding zone border; after the transitory period, the TSOs will provide to NRAs a report with the final proposal for the reliability margin.;
- d) only network elements significantly influenced by cross-zonal power exchanges are included in the contingency and network constraints list; the selection of those shall be based on analysis updated at least once a year by the TSOs;
- e) allocation constraints could be identified corresponding to operating constraints out of SEE CCR;
- f) the GLSK will be developed in accordance with the ENTSO-E Generation and Load Shift Key Implementation Guide; general principles on their definition are provided;
- g) both preventive and curative remedial actions are defined;
- h) cross-zonal capacity computed by the coordinated capacity calculator is validated by each TSO: in particular a reduction may be asked; the final capacity value is the minimum value sent by each TSO during the validation process;
- i) in case the capacity calculation process is not able to produce a result, the TSOs validate the last coordinated cross-zonal capacities: in particular the last coordinated values relevant for the long term timeframe are used as a fallback for the day-ahead timeframe, while the last coordinated values relevant for the day-ahead timeframe are used as a fallback for the intraday timeframe;
- j) the capacity calculation methodology for the day-ahead market will be implemented no later than 1st January 2020, while the capacity calculation methodology for the intraday market will be implemented no later than 1st July 2020.

III. The SEE NRAs' position

In general, in the SEE CCM all the references should be made to the SEE Capacity Calculation Region (CCR), as set according to Article 15 of CACM instead to the SEE Region.

As far the technical contents are concerned, SEE CCM shall deal with all the elements listed in Article 21 of CACM. In the SEE CCM, SEE TSOs indeed approach all these elements, but in some cases details are missing, while in other cases more transparency is welcomed.

General remarks on the content

- The SEE CCM does not contain descriptions of methodologies in its articles 6 (reliability margin methodology), 7 (methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints), 8 (generation shift keys methodology but an implementation Guide for Generation and Load Shift Key developed by ENTSO-E), 9 (methodology for remedial actions in capacity calculation but remains to be defined individually by each TSO).
- The level of detail of the SEE CCM is insufficient. The proposal should have contained detailed, consistent and fully CACM compliant description of methodologies with clear, transparent and harmonised definitions and criteria.
- The SEE CCM does not detail the steps listed under Article 29(8) of the CACM.
- Rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges to ensure compliance with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) no. 714/2009, as requested in article 21 (1)(b)(ii) of the CACM, are not covered in the SEE CCM. These rules are further to be applied by the coordinated capacity calculation as provided by article 29(7)(d) of the CACM. In case of discrimination between internal and cross-border flows, measures on how to resolve this discrimination in the long term shall be provided (eg. launch of the bidding zones review in accordance with article 32 of CACM). In its Recommendation No. 02/2016 of 11 November 2016, ACER established two high-level principles regarding the treatment of internal congestion and of loop flows on the interconnectors. The SEE CCM shall also include detailed explanation on the temporary nature of deviations from these principles.
- The requirements of article 26(4) and article 29(9) of CACM, regarding the impact of the decision taken in the SEE CCR on neighbouring CCRs, are not met in the SEE CCM.
- The SEE CCM does not include provisions regarding how the coordinated capacity calculator will be appointed (article 27 (2) of the CACM).
- For the review process, updates and publication of data, significant details are missing (e.g. when the review is taking place; the timeline of the parallel run analysis). Furthermore, article 14 lacks a sufficient implementation plan. There are no concrete milestones or explanation of interdependencies.

On the CNTC approach

According to Article 20(7) of CACM, in order to apply the CNTC approach, the TSOs shall demonstrate that application of the capacity calculation methodology using the flow-based approach would not yet be more efficient compared to the coordinated net transmission capacity approach. Such demonstration should thus be included in the SEE CCM.

Article 21(1), letter b), of CACM foresees that the capacity calculation methodology shall include a detailed description of the capacity calculation approach with the relevant mathematical details. In addition, as CNTC approach is used, the rules for taking into account previously allocated cross-zonal capacity, rules on the adjustment of cross-zonal capacity due to remedial actions, rules for calculating cross-zonal capacity, including the rules for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders shall be included.

In the SEE CCM the description of the process for calculating the capacity is quite poor. The calculation of TTC value is not specified at all. This calculation should be clearly explained with respect to article 29(8) of CACM. Indeed, more details are given in the explanatory document (above all in figure 4 – TTC calculation sub-process), but the SEE NRAs deem it important that such details are included directly in the methodology. SEE CCM should thus be amended, reporting more details about the process.

Moreover, the methodology should include as input the reliability margin and not use it ex-post.

Finally, for the intraday capacity calculation time-frame, reasons for the chosen frequency of two years, at which capacity will be reassessed, shall be given as well as proper justification on the performance of the calculation in the end of D-1 and not earlier. The deadline for the TSOs to provide the inputs to the capacity calculator and what happens if the inputs are missing or incomplete, shall be provided.

Interaction with Acer Recommendation No 02/2016

With Recommendation No 02/2016 issued on 11 November 2016, the Agency, in accordance with point 1.7 of Annex I to Regulation 714/2009, provides some high level principles to be taken into account while developing the capacity calculation methodologies pursuant to Article 20 of CACM. In particular, treatment of internal congestions should not lead in general to any limitations of cross-zonal exchanges; indeed a temporary limitation may be accepted, if needed to grant operational security and economically more efficient than other possible measures. Nonetheless limitations, if applied, should be discontinued by developing mid and long term measures such reconfiguration of bidding zones or new investments; only if limitations are deemed more efficient than any other available mid and long term measures, the TSOs may continue to use them.

A similar recommendation is also included directly in CACM: in particular Article 21(1), letter b), point ii), foresees the inclusion in the capacity calculation methodology of rules to avoid discrimination between internal and cross-zonal congestions to ensure compliance with point 1.7 of Annex I to Regulation 714/2009.

In SEE CCM rules to avoid discrimination between internal and cross-zonal exchanges are not explicitly addressed. Some clarifications about this point shall be included by SEE TSOs.

Coordination with Intraday Cross-Zonal Gate Opening Time (IDCZGOT) Proposal

CACM defines the IDCZGOT as *“the point in time when cross-zonal capacity between bidding zones is released for a given market time unit and a given bidding zone border”*.

According to paragraph 52 of Decision 04/2018 of ACER on IDCZGT, it is stated that:

“... In this framework, the IDCZGOT can, therefore, only be understood as a general rule for when TSOs have to release the available cross-zonal capacity to the market, whereas the rules on how much cross-zonal capacity TSOs have to offer and at which times during the intraday timeframe fall within the scope of the regional intraday capacity calculation methodology. In that respect, the TSOs’ concerns related to the intraday capacity calculation, internal and cross-zonal congestion management and scheduling could, if properly justified, be taken into account by defining, within the intraday capacity calculation methodology, the amount of capacity being made available at different times during the intraday market timeframe.”

Therefore, the amount of capacity being made available at the IDCZGOT or at any time during the intraday market timeframe should be described within the intraday capacity calculation methodology as well as the justification of this availability.

Common grid model

According to Article 29(8), letter a), of CACM, the coordinated capacity calculator adopting a CNTC approach shall use the common grid model built accordingly to Articles 17 and 28 by merging the individual grid models developed by each TSO. Coordinated capacity calculator should not merge individual CGMs from SEE. Instead it should use EU-wide CGM as established by the CGMM. There should be no regional CGMs used in capacity calculation.

Articles 11(3) and 12(3) of SEE CCM indeed refers to the above mentioned merging activity: these references, even if coherent with the common grid model methodology developed in accordance with Article 17 of CACM, are pleonastic and they may lead to misunderstandings (in particular one could argue that in SEE CCR a different common grid model might be used). To avoid any misinterpretations, SEE TSOs are asked to delete any references to the merging activity and to clarify that capacity calculation is based on the unique common grid model relevant for each timeframe.

Reliability margin methodology

According to Article 22 of CACM, the proposal for a common capacity calculation methodology shall include a methodology to determine the reliability margin. The methodology to determine the reliability margin shall consist of two steps. Firstly, the relevant TSOs shall estimate the probability distribution of deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time, i.e. establish a statistical analysis of the differences between predicted and observed power flows. Secondly, the reliability margin shall be calculated by deriving a value from the probability distribution, by defining the acceptable risk level.

In Article 6 of SEE CCM, the TSOs propose to compute the reliability margin pursuant to the above mentioned Article; for a transitory period, that will start 1 year after the beginning of testing of the methodology, the TSOs will define the reliability margin for each bidding zone border as a maximum value of different values and percentages of TTC; the TSOs will review once a year the reliability margins for each bidding zone border; after the transitory period, the TSOs will provide to NRAs a report with the final proposal for the reliability margin.

SEE NRAs are not satisfied with the path proposed by the SEE TSOs. Here are the main reasons:

- a) the methodology for determining the reliability margin for cross-zonal capacity is not specified; the description of the statistical model for computing the reliability margin shall be included in the SEE CCM since the very beginning, namely a probability distribution including input data, process and methodology.

For example, the principles for calculating the probability distribution of deviations between the expected power flows at the time of the time of the capacity calculation and realised power flows in real time are not specified; the SEE CCM only reiterates article 22(2)(a) and (b) provisions.

Furthermore, the procedure for deriving reliability margin from the probability distribution is not specified. Common harmonised principles for deriving the reliability margin from the probability distribution, are not set out.

Moreover, the uncertainties to be taken into account in the calculation, according with the article 22 (2) of the CACM, are not specified;

- b) the risk level, i.e. the probability threshold below which flow levels will not be considered shall be defined as well as its frequency of recalculation;
- c) the frequency of recalculation of the reliability margin shall be defined;
- d) the approach mentioned in Article 6 for a transitory period is not foreseen in CACM and no justification is provided for this Regulation deviation. The report mentioned in the SEE CCM, which will be sent 1 year after the beginning of testing the methodology, regarding the final proposal for the reliability margin, cannot be approved by the SEE NRAs because this deviates from article 22 of the CACM. In addition, there is no clear timeline to migrate from the transitory period to the permanent one;
- e) the abovementioned approach for the reliability methodology definition introduces a series of fixed but not specified enough values to be used as the reliability margin, still not constituting a methodology; while more details on these terms are provided in the explanatory note, their justification is broad;
- f) during the transitory period, regarding the D-2 reliability definition as the maximum of two values, one of which to be the long-term reliability margin, there should be a clarification on how the D-2 reliability margin could be higher than the long-term one;

- g) Article 6 shall clearly explicit the definition of monitored risks; covering “most of the unsecured situations based on preliminary analysis” is considered as broad and general.

Operational security limits, contingencies and network constraints

The methodologies are not sufficiently detailed to guarantee the application of the ACER Recommendation No 02/2016.

According to article 7(1) of the SEE CCM, SEE TSOs shall only monitor the operational security limits and contingencies on network elements significantly influenced by cross-zonal power exchanges: the type of analysis to be conducted and the method to be used for determining contingencies or for selecting the critical network elements shall be given; an explicit threshold for the CNECs selection shall be given, to achieve a broad level of transparency and economic efficiency, the definition of critical network elements and criteria of their addition/removal and the description on how operational security limits and contingencies are selected should be more precise and be moved directly in Article 7, rather than in the explanatory note as well as the list of contingencies should be more precisely defined. The sensitivity threshold for CNECs selection should be set with economic efficiency and non-discrimination in mind. The list of contingencies shall be defined more precisely.

Moreover, regarding Article 7(4), there is a need for improvement as the SEE CCM seems open due to the possibility of considering allocation constraints, without sufficient detail about the context of their inclusion (“could be identified”). There should be a clarification on the reasons why operating constraints out of SEE CCR are considered, since the allocation constraints may be applied only among the bidding zone borders within a single CCR and not among the bidding zone borders belonging to different CCRs.

Finally, if SEE TSOs intend to apply allocation constraints, SEE NRAs are of the opinion that the methodology should specify the following:

- a) which allocation constraints shall be used on which bidding zone border or bidding zone and justification of this selection e.g. the reasons why they cannot be considered as maximum flows on critical network elements;
- b) description of impact on cross-zonal capacity allocation (e.g. with respect to the algorithm requirements);
- c) specification of operational security limits that the allocation constraints correspond to;
- d) description of the calculation methodology for the allocation constraints values;
- e) determination of the frequency of calculation.

Generation shift keys methodology

Article 24 of CACM provides rules for the generation shift keys methodology. Also, article 2 point 12 defines the generation shift key term. If, also, load shift keys are going to be considered in SEE CCM, there should be a proper definition.

Article 8 of SEE CCM refers to the definition of the generation and load shift keys methodology. While containing the possible principles for a methodology to be applied at a later stage, it lacks any detail of it. A number of details are given in the explanatory note but without a proper justification about the different adopted solutions and that indicates allowing the SEE TSOs to freely apply different ones. The SEE CCM states that GSK will be developed in accordance with an ENTSO-E Generation and Load Shift Key Implementation Guide. The SEE CCM should include additional information on GSK determination while the methodology used to determine GSK should be harmonized at SEE CCR level. Furthermore, the way GSK will be monitored is missing.

SEE TSOs are asked to amend Article 8 of SEE CCM, moving some details about the determination of generation and load shift keys from the explanatory note to the capacity calculation methodology (or in a separate annex, referred to in Article 8) as well as considering using the generation and load shift keys methodology which leads to the best accuracy and reviewing this choice at least on a yearly basis.

Methodology for remedial actions in capacity calculation

In Article 9 of SEE CCM only a list (not exhaustive) of possible remedial actions is given, but all the details about how they are taken into account in the capacity calculation process and how they will be used in order to maximize cross-zonal capacities are missing. Also, it does not describe TSO coordination. Remedial actions are listed but exclude redispatching and counter-trading. Indeed, articles 11(4) and 12(4) cite a Remedial Action coordination to be used in the capacity calculation process by the coordinated capacity calculator, but without any details, so it is not clear how it is ensured that the same set of remedial actions is available for all capacity calculation time-frames as required by article 25(6) of the CACM.

The TSOs shall provide in the methodology more details about the Remedial Action coordination process: if deemed more understandable, the description can be included in a separate Annex, properly referred to in the methodology.

Article 25(5) of CACM requires that each TSOs shall take into account remedial actions without costs in capacity calculation. The TSOs did not clarify whether costly remedial actions are taken into account or not. Article 9 does not foresee the possibility to use both costly and not costly remedial actions and their differentiation is not mentioned. There should be a description of the decision process to use remedial actions or not and in particular the use of costly remedial actions should be driven by a cost-benefit analysis.

Finally, the SEE CCM does not specify the determination of the common list of remedial actions for capacity calculation taking into account that remedial actions in a bidding zone with borders in several CCRs can only be assigned to one CCR. The frequency at which the common list of remedial actions are reassessed shall be specified.

Cross-zonal capacity validation methodology

In Article 10(2) of SEE CCM, SEE TSOs propose the actions followed when one or more TSOs do not validate the cross-zonal capacity calculated. There should be a more detailed description and in particular, the SEE TSOs should amend the SEE CCM providing a list of reasons and criteria for capacity reduction as well as providing a clarification on what “overloading which couldn’t be observed from CGM” encompasses.

Moreover, as provided in Article 26(2) of CACM, the SEE TSOs shall include in the capacity calculation methodology a rule for splitting the correction of cross-zonal capacity between the different bidding zone borders and provide more details in the explanatory note.

Regarding Data provision

According to Articles 46(1) and 58(1) of CACM the coordinated capacity calculator shall ensure that the NEMOs are provided with proper cross-zonal capacity values.

The SEE TSOs shall amend Articles 11 and 12 of SEE CCM in order to make them coherent with the above mentioned CACM provisions; the coordinated capacity calculator shall provide SEE TSOs with the final validated values.

There should be, also, a clarification on how the transparency and the communication to stakeholders are treated.

Fallback procedures

Articles 13(1) and 13(3) refer to the last coordinated cross-zonal capacities to be used as fallback values in case the capacity calculation process is not able to produce any results. SEE TSOs are asked to clarify what they mean with the term last coordinated cross zonal capacities.

Implementation timeline

Article 14(4) foresees the possibility to modify the implementation deadlines in case the testing period does not meet the necessary requirements. The entire Article 14(4) shall be deleted. It shall be clarified, and in particular mention explicitly the latest point in time when the methodology will be implemented. In case SEE TSOs encounter some delays in the implementation, they shall submit an amended SEE CCM according to Article 9(13) of CACM.

Conclusions

The SEE NRAs have consulted and closely cooperated and coordinated to reach agreement that **they request an amendment to the SEE CCM submitted by SEE TSOs pursuant to Article 20 of CACM**. The amended SEE CCM should take into account the SEE NRAs position stated above, and should be submitted by TSOs no later than 2 months after the last national decision to request an amendment has been made, in accordance with Article 9(12) of CACM.

The SEE NRAs must make their national decisions to request an amendment to the capacity calculation methodology, on the basis of this agreement, by 19 July 2018.

List of Action points:

- Refer to SEE Capacity Calculation Region (CCR), as set according to Article 15 of CACM, instead to SEE Region;
- Include the demonstration justifying the adoption of CNTC approach;
- Include more details about the capacity calculation process, amending SEE CCM accordingly, including rules for calculating cross-zonal capacity;
- Provide the reasons for the chosen frequency of two years, at which intraday capacity will be reassessed as well as proper justification on the performance of the calculation in the end of D-1 and not earlier;
- Provide the deadline for the TSOs to provide the inputs to the capacity calculator and what happens if the inputs are missing or incomplete;
- Include the amount of capacity being made available at the IDCZGOT or at any time during the intraday market timeframe as well as the justification of this availability;
- Refer to the reliability margin as input to the methodology, not be used ex-post;
- Include clarifications on transparency and communication to stakeholders treatment;
- Include clarifications how to avoid discrimination between internal and cross-zonal exchanges and include detailed explanation on the temporary nature of deviations from the principles of ACER's Recommendation No 02/2016;
- Delete any references to the merging of individual grid models and clarify that the capacity calculation is based on the unique common grid model built in accordance with Articles 17 and 28 of CACM;
- Include the statistical model to compute reliability margin, amending Article 6 accordingly;
- Define the risk level and its recalculation frequency;
- Define how often the reliability margin is recalculated;
- Justify properly the existence of a transitory period that is not foreseen in CACM instead of a permanent one and the series of fixed values to be used as the reliability margin;
- Clarify how the D-2 reliability margin could be higher than the long-term one;

- Define the monitored risks;
- Include a specific threshold to identify network elements to be monitored, define the critical network elements and their addition/removal criteria as well as describe how operational security limits and contingencies are selected;
- Define precisely the list of contingencies;
- Clarify the possibility of considering allocation constraints, by referring to the details of their inclusion;
- Clarify the reasons why operating constraints out of SEE CCR are considered;
- Specify the reasons why allocation constraints shall be used and justify their selection, describe their impact on cross-zonal capacity allocation, specify the relevant operational security limits, describe the methodology for calculating their values and determine the frequency of their calculation (if SEE TSOs intend to apply allocation constraints);
- Provide more details on the generation and load shift keys methodology and justify the different adopted solutions;
- Move some details about generation and load shift keys from the explanatory note to the methodology;
- Clarify if the SEE TSOs could freely apply differing principles;
- Consider reviewing the generation and load shift keys methodology at least on a yearly basis and provide how the monitoring will be applied;
- Include a description of the Remedial action coordination;
- Include the possibility of using both costly and non-costly remedial actions;
- Describe the decision process to use remedial actions; the use of costly remedial actions should be driven by a cost-benefit analysis;
- Specify the frequency at which the remedial actions are reassessed;
- Provide a more detailed description on non-validation of the calculated cross-zonal capacity in Article 10(2), the reasons and criteria for capacity reduction as well as clarify what overloading which couldn't be observed from CGM refers to;
- Include a rule for splitting the correction of cross-zonal capacity between different bidding zone borders;
- Amend Articles 11 and 12 of SEE CCM to make them coherent with Articles 46(1) and 58(1) of CACM about data provision;
- Define the last coordinated cross-zonal capacities in Articles 13(1) and 13(3);
- Delete Article 14(4).

Către: OTS din RCC Sud-Estul Europei
Cc Dl. Klaus-Dieter Borchardt,
Director Piața Internă de
Energie
DG ENER
Comisia Europeană

Dl. Alberto Pototschnig
Director ACER

Dl. Ivan Ivanov
Președinte EWRC

Dl. Dumitru Chiriță
Președinte ANRE

Atena, 08 Iunie 2018

Subiect: Propunerea OTS din RCC Sud-Estul Europei privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile articolului 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 Iulie 2015

Stimați Domni,

Scriu din partea tuturor Autorităților de Reglementare din Regiunea de Calcul al Capacităților Sud-Estul Europei (RCC SEE), cu privire la propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem din RCC SEE (RCC SEE OTS) referitoare la metodologia comună RCC SEE de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (Regulamentul 2015/1222).

RCC SEE OTS au transmis propunerea pentru metodologia comună RCC SEE de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice, în conformitate cu prevederile art. 20 alin. (2) din Regulamentul 2015/1222; aceasta a fost primită de către ultima autoritate de reglementare din RCC SEE în data de 19 Ianuarie 2018. Autoritățile de reglementare din RCC SEE au ajuns la un acord unanim privind solicitarea SEE RCC OTS de amendament al propunerii pentru metodologia comună RCC SEE de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice, în termenul limită de șase luni conform prevederilor art. 9 alin. (12) din Regulamentul 2015/1222. În mod deosebit, autoritățile de reglementare din RCC SEE solicită RCC SEE OTS să amendeze un număr de elemente din cadrul propunerii, așa cum se menționează în documentul anexat, privind documentul de poziție comun, agreat în unanimitate de către autoritățile de reglementare din RCC SEE.

Prin urmare, prezentul acord reprezintă dovada că, la acest stadiu, o decizie asupra propunerii menționate anterior, nu este necesar a fi luată de către ACER conform prevederilor art. 9 alin. (11) din Regulamentul 2015/1222. Prezentul acord intenționează să constituie temeiul în care fiecare autoritate de reglementare din RCC SEE va emite la nivel național, conform prevederilor art. 9 alin. (12) din Regulamentul 2015/1222, decizia de amendament al propunerii.

Cu stimă,

Dr. Nikolaos G. Boulaxis

Președinte RAE

Anexat: documentul de poziție al autorităților de reglementare din RCC SEE, privind solicitarea de amendament al propunerii RCC SEE OTS pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice, pentru RCC SEE.

**Solicitarea Autorităților de Reglementare din SEE RCC, de
amendament al
propunerii OTS din RCC SEE privind metodologia comună
de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței
pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în
conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE)
2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor
linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea
congestiilor**

08 Iunie 2018

1 INTRODUCERE ȘI CADRUL LEGAL

Prezentul document reprezintă un acord al autorităților de reglementare din RCC SEE (denumite în continuare „SEE NRA”), agreat la Forumul Regional RCC SEE al Reglementatorilor în domeniul Energiei, asupra propunerii OTS din RCC SEE (denumiți în continuare „SEE OTS”) privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice (denumită în continuare „SEE CCM”), transmisă în temeiul prevederilor art. 20 alin. (2) și în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „CACM”).

Prezentul acord al SEE NRA reprezintă dovada că, la acest stadiu, nu este necesar a fi adoptată o decizie de către ACER în temeiul prevederilor art. 9 alin. (11) din CACM. Scopul acestuia este de a constitui temeiul în care fiecare SEE NRA va solicita amendament al SEE CCM în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (12) din CACM.

Prevederile legale ce stau la baza SEE CCM, precum și a prezentului acord SEE NRA asupra metodologiei menționate anterior, se pot regăsi la art. 3, 8, 9, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 29, 30, 46 și 58 din CACM. Pentru referință, sunt prezentate în cele ce urmează.

Articolul 3

Obiectivele cooperării în domeniul alocării capacităților și al gestionării congestiilor

Obiectivele prezentului regulament sunt:

- (a) promovarea concurenței efective în generarea, comercializarea și furnizarea energiei electrice;*
- (b) asigurarea unei utilizări optime a infrastructurii de transport;*
- (c) asigurarea siguranței în funcționare;*
- (d) optimizarea calculului și alocării capacităților interzonale;*
- (e) (...);*
- (f) (...);*
- (g) contribuția la funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemelor de transport al energiei electrice și a sectorului energiei electrice din Uniune;*
- (h) (...);*
- (i) (...);*
- (j) (...).*

Articolul 8

Funcțiile OTS-urilor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice

(1) În statele membre cu rețeaua electrică conectată la rețeaua altui stat membru, toate OTS-urile participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice.

(2) OTS-urile:

[...]

(c) stabilesc și efectuează calculul capacităților în conformitate cu articolele 14-30;

[...]

(e) calculează și transmit capacitățile interzonale și restricțiile de alocare, în conformitate cu articolele 46 și 58;

[...]

Articolul 9

Adoptarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor

(1) *OTS-urile și OPEED-urile elaborează termenii și condițiile sau metodologiile prevăzute în prezentul regulament și le prezintă spre aprobare autorităților de reglementare competente în termenele corespunzătoare prevăzute în prezentul regulament. În cazul în care o propunere de termeni și condiții sau metodologii în conformitate cu prezentul regulament trebuie să fie elaborată și convenită cu mai mult de un OTS sau OPEED, OTS-urile și OPEED-urile participante cooperează strâns. OTS-urile, cu sprijinul ENTSO pentru energie electrică, și toate OPEED-urile informează periodic autoritățile de reglementare competente și agenția în legătură cu progresele înregistrate privind elaborarea acestor termeni și condiții sau a metodologiilor.*

[...]

(5) *Fiecare autoritate de reglementare aprobă termenii și condițiile și metodologiile utilizate pentru calculul sau stabilirea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, dezvoltate de OTS-uri și OPEED-uri. Autoritățile respective sunt responsabile de aprobarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor menționate la alineatele (6), (7) și (8).*

[...]

(7) *Următoarele propuneri de termeni și condiții sau metodologii fac obiectul aprobării de către toate autoritățile de reglementare din regiunea în cauză:*

(a) *metodologia comună de calcul al capacităților, în conformitate cu articolul 20 alineatul (2);*

[...]

(8) (...)

(9) *Propunerea de termeni și condiții sau metodologii include o propunere de calendar pentru punerea lor în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acestora în ceea ce privește obiectivele prezentului regulament. Propunerile de termeni și condiții sau metodologii care fac obiectul aprobării de către mai multe sau de toate autoritățile de reglementare sunt transmise agenției la aceeași dată la care sunt transmise autorităților de reglementare. La cererea autorităților de reglementare competente, agenția emite în termen de trei luni un aviz cu privire la propunerile de termeni și condiții sau metodologii.*

(10) *În cazul în care aprobarea termenilor și condițiilor sau metodologiilor necesită o decizie din partea mai multor autorități de reglementare, autoritățile de reglementare competente se consultă, cooperează îndeaproape și se coordonează pentru a ajunge la un acord. După caz, autoritățile de reglementare competente iau în considerare avizul agenției. Autoritățile de reglementare iau deciziile cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (6), (7) și (8) în termen de șase luni de la primirea termenilor și condițiilor sau metodologiilor de către autoritatea de reglementare sau, după caz, de către ultima autoritate de reglementare în cauză.*

(11) (...)

(12) *În cazul în care una sau mai multe autorități de reglementare solicită o modificare înainte de a aproba termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (6), (7) și (8), OTS-urile sau OPEED-urile relevante prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în vederea aprobării în termen de două luni de la solicitarea autorităților de reglementare. Autoritățile de reglementare competente decid cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de două luni de la transmiterea lor. În cazul în care autoritățile de reglementare competente nu au putut ajunge la un acord privind termenii și condițiile sau metodologiile în conformitate cu alineatele (6) și (7) în termenul de două luni, sau la cererea lor comună, agenția adoptă o decizie privind termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de șase luni, în conformitate cu articolul 8 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 713/2009. În cazul în care OTS-urile sau OPEED-urile relevante*

nu prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor, se aplică procedura prevăzută la alineatul (4) din prezentul articol.

(13) (...)

(14) OTS-urile și OPEED-urile responsabile pentru stabilirea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu prezentul regulament le publică pe internet după aprobarea lor de către autoritățile de reglementare competente sau, dacă o astfel de aprobare nu este necesară, după instituirea lor, cu excepția cazului în care aceste informații sunt considerate confidențiale în conformitate cu articolul 13.

Articolul 14

Intervalele de timp al calculului capacităților

(1) Toate OTS-urile calculează capacitatea interzonală cel puțin pentru următoarele intervale de timp:

(a) al pieței pentru ziua următoare, pentru piața pentru ziua următoare;

(b) al pieței intrazilnice, pentru piața intrazilnică.

(2) Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, se calculează valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru ziua următoare. Pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, se calculează valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței intrazilnice rămasă.

(3) Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, calculul capacităților se bazează pe cele mai recente informații disponibile. Actualizarea informațiilor privind intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare nu începe înainte de ora 15.00, ora pieței, cu două zile înainte de ziua livrării.

(4) Toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților asigură recalcularea capacității interzonale în intervalul de timp al pieței intrazilnice pe baza celor mai recente informații disponibile. Frecvența acestei recalculări ia în considerare eficiența și siguranța în funcționare.

Articolul 20

Introducerea metodologiei de calcul al capacităților bazate pe flux

(1) Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și intervalul de timp al pieței intrazilnice, metoda utilizată de metodologiile comune de calcul al capacităților este metoda bazată pe flux, cu excepția cazului în care cerința de la alineatul (7) este îndeplinită.

(2) Nu mai târziu de 10 luni după aprobarea propunerii pentru o regiune de calcul al capacităților în conformitate cu articolul 15 alineatul (1), toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților transmit o propunere pentru o metodologie comună de calcul coordonat al capacităților pentru regiunea în cauză. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12. Propunerea de metodologie de calcul al capacităților pentru regiuni în conformitate cu prezentul alineat în regiunile de calcul al capacităților bazate pe regiunile „Europa de Nord-Vest” (denumită în continuare „NWE”) și „Europa Centrală și de Est” (denumită în continuare „CEE”) definite la punctul 3.2 literele (b) și (d) din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009, precum și în regiunile menționate la alineatele (3) și (4), se completează cu un cadru comun de coordonare și compatibilitate a metodologiilor bazate pe flux între regiuni, care urmează să fie elaborat în conformitate cu alineatul (5).

[...]

(7) OTS-urile pot solicita în comun autorităților de reglementare competente să aplice metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată în regiuni și granițe ale zonelor de ofertare, altele decât cele menționate la alineatele (2)-(4), în cazul în care OTS-urile în cauză sunt în măsură să demonstreze că aplicarea metodologiei de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux nu va fi deocamdată

mai eficientă în comparație cu metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată și presupunând același nivel de siguranță în funcționare în regiunea în cauză.

Articolul 21

Metodologia de calcul al capacităților

(1) Propunerea pentru o metodologie comună de calcul al capacităților pentru o regiune de calcul al capacităților determinată în conformitate cu articolul 20 alineatul (2) cuprinde cel puțin următoarele elemente pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților:

(a) metodologiile de calcul al datelor de intrare utilizate în calculul capacităților, care includ următorii parametri:

(i) o metodologie de determinare a marjei de fiabilitate, în conformitate cu articolul 22;

(ii) metodologii pentru determinarea limitelor de siguranță în funcționare, a contingențelor relevante pentru calculul capacităților și a restricțiilor de alocare care ar putea fi aplicate, în conformitate cu articolul 23;

(iii) metodologia de determinare a mecanismelor de modificare a generării, în conformitate cu articolul 24;

(iv) metodologia de determinare a acțiunilor de remediere care trebuie luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu articolul 25;

(b) o descriere detaliată a metodei de calcul al capacităților, care include următoarele:

(i) o descriere matematică a metodei de calcul al capacităților aplicate, utilizând diferite date de intrare pentru calculul capacităților;

(ii) norme pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile interne și interzonale pentru a asigura conformitatea cu punctul 1.7 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(iii) norme pentru luarea în considerare, după caz, a capacității interzonale alocate anterior;

(iv) norme privind ajustarea fluxurilor de energie prin elementele critice de rețea sau a capacității interzonale ca urmare a acțiunilor de remediere, în conformitate cu articolul 25;

(v) (...)

(vi) pentru metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, norme pentru calculul capacității interzonale, inclusiv norme privind repartizarea eficientă a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare;

(vii) (...)

(c) o metodologie de validare a capacității interzonale, în conformitate cu articolul 26.

(2) Pentru intervalul de timp al calculului capacităților intrazilnice, metodologia de calcul al capacităților precizează, de asemenea, frecvența reevaluării capacității, în conformitate cu articolul 14 alineatul (4), precizând motivele care stau la baza frecvenței alese.

(3) Metodologia de calcul al capacităților include o procedură de ultimă instanță pentru cazul în care calculul inițial al capacităților nu a condus la niciun rezultat.

(4)[...]

Articolul 22

Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate

(1) Propunerea pentru o metodologie comună de calcul al capacităților trebuie să includă o metodologie de determinare a marjei de fiabilitate. Metodologia de determinare a marjei de fiabilitate cuprinde două etape. În prima etapă, OTS-urile relevante estimează distribuția de probabilitate a deviațiilor dintre fluxurile de energie preconizate în momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp

real. În a doua etapă, marja de fiabilitate se calculează prin derivarea unei valori din distribuția de probabilitate.

(2) Metodologia de determinare a marjei de fiabilitate stabilește principiile de calculare a distribuției de probabilitate a deviațiilor dintre fluxurile de energie preconizate în momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp real și precizează incertitudinile care trebuie luate în calcul. Pentru a determina aceste incertitudini, metodologia ține cont în special de:

(a) deviațiile neintenționate ale fluxurilor fizice de energie în cursul unei unități de timp a pieței cauzate de ajustarea fluxurilor de energie în cadrul și între ariile de control pentru a menține o frecvență constantă;

(b) incertitudinile care ar putea afecta calculul capacităților și care ar putea apărea între intervalul de timp al calculului capacităților și timpul real, pentru unitatea de timp a pieței luată în considerare.

(3) În cadrul metodologiei de determinare a marjei de fiabilitate, OTS-urile stabilesc, de asemenea, principii comune armonizate pentru derivarea marjei de fiabilitate din distribuția de probabilitate.

(4) Pe baza metodologiei adoptate în conformitate cu alineatul (1), OTS-urile determină marja de fiabilitate respectând limitele de siguranță în funcționare și ținând seama de incertitudinile dintre intervalul de timp al calculului capacităților și timpul real, precum și de acțiunile de remediere disponibile după calculul capacităților.

(5) Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, OTS-urile în cauză stabilesc marja de fiabilitate pentru elementele critice de rețea, dacă se aplică metoda bazată pe flux, și pentru capacitatea interzonală,

dacă se aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată.

Articolul 23

Metodologii pentru limitele de siguranță în funcționare, contingențe și restricții de alocare

(1) Fiecare OTS respectă limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate în analizele privind siguranța în funcționare.

(2) În cazul în care limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate în calculul capacităților nu sunt aceleași cu cele utilizate în analiza privind siguranța în funcționare, OTS-urile descriu în propunerea de metodologie comună de calcul al capacităților metoda și criteriile specifice pe care le-au utilizat pentru a determina limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate pentru calculul capacităților.

(3) În cazul în care OTS-urile aplică restricții de alocare, acestea pot fi determinate doar utilizând:

(a) restricțiile necesare pentru menținerea sistemului de transport în limitele de siguranță în funcționare și care nu pot fi transformate în mod eficient în fluxuri maxime pe elementele critice de rețea; sau

(b) restricții care au scopul de a crește surplusul economic pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice.

Articolul 24

Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării

(1) Propunerea de metodologie comună de calcul al capacităților include o propunere de metodologie pentru determinarea unui mecanism comun de modificare a generării pentru fiecare zonă de ofertare și scenariu elaborat în conformitate cu articolul 18.

(2) Mecanismele de modificare a generării reprezintă cea mai bună prognoză a relației dintre o modificare a poziției nete a unei zone de ofertare și o modificare specifică a producției sau a consumului în modelul comun de rețea. Această prognoză ține cont în special de informațiile metodologiei de furnizare a datelor

privind producția și consumul.

Articolul 25

Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacităților

- (1) Fiecare OTS din fiecare regiune de calcul al capacităților definește în mod individual acțiunile de remediere disponibile care trebuie luate în considerare la calculul capacităților pentru îndeplinirea obiectivelor prezentului regulament.*
- (2) Fiecare OTS din fiecare regiune de calcul al capacităților se coordonează cu alte OTS-uri din regiunea respectivă cu privire la utilizarea acțiunilor de remediere care trebuie luate în considerare la calculul capacităților și la aplicarea lor efectivă în condiții de operare în timp real.*
- (3) Pentru ca măsurile de remediere să poată fi luate în considerare la calculul capacităților, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților convin asupra utilizării măsurilor de remediere care necesită acțiunea mai multor OTS-uri.*
- (4) Fiecare OTS se asigură că măsurile de remediere sunt luate în considerare la calculul capacităților, cu condiția ca măsurile de remediere disponibile rămase după calcul, luate împreună cu marja de fiabilitate menționată la articolul 22, să fie suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare.*
- (5) În calculul capacităților, fiecare OTS ia în considerare acțiuni de remediere care nu implică costuri.*
- (6) Fiecare OTS se asigură că măsurile de remediere care urmează să fie luate în considerare la calculul capacităților sunt aceleași pentru toate intervalele de timp ale calculului capacităților, ținând cont de disponibilitățile lor tehnice pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților.*

Articolul 26

Metodologia de validare a capacității interzonale

- (1) Fiecare OTS validează și are dreptul să corecteze capacitatea interzonală relevantă pentru granițele zonei de ofertare a OTS-ului respectiv sau elementele critice de rețea furnizate de calculatorii capacității coordonate, în conformitate cu articolele 27-31.*
 - (2) În cazul în care se aplică o metodă bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, toate OTS-urile dintr-o regiune de calcul al capacităților includ în metodologia de calcul al capacităților menționată la articolul 21 o regulă pentru repartizarea corecției capacității interzonale între diferite granițe ale zonelor de ofertare.*
 - (3) Fiecare OTS poate reduce capacitatea interzonală în cursul validării capacității interzonale menționate la alineatul (1) din motive de siguranță în funcționare.*
- [...]*

Articolul 29

Calculul regional al capacității interzonale

[...]

- (8) Fiecare calculator al capacității coordonate care aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată:*
 - (a) utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și contingențele pentru calculul schimbului maxim de energie la granițele zonelor de ofertare, care este egal cu schimbul maxim calculat dintre două zone de ofertare de fiecare parte a graniței zonei de ofertare, respectând limitele de siguranță în funcționare;*
 - (b) ajustează schimbul maxim de energie utilizând acțiunile de remediere luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu articolul 25;*

(c) ajustează schimbul maxim de energie aplicând normele pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile de energie interne și interzonale în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (ii);

(d) aplică normele stabilite în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (vi) privind repartizarea eficientă a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare;

(e) calculează capacitatea interzonală, care este egală cu schimbul maxim de energie ajustat pentru marja de fiabilitate și capacitatea interzonală alocată anterior.

Articolul 30

Validarea și livrarea capacității interzonale

(1) Fiecare OTS validează rezultatele calculului capacităților regionale pentru granițele zonei de ofertare sau elementele critice de rețea aferente, în conformitate cu articolul 26.

(2) (...)

(3) Fiecare calculator al capacității coordonate furnizează capacitățile interzonale validate și restricțiile de alocare în scopul alocării capacităților în conformitate cu articolele 46 și 58.

Articolul 46

Furnizarea datelor de intrare

(1) Fiecare calculator al capacității coordonate se asigură că capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt furnizate OPEED-urilor relevante în timp util pentru a se asigura publicarea pe piață a capacității interzonale și a restricțiilor de alocare nu mai târziu de ora 11:00 a pieței din ziua precedentă.

[...]

Articolul 58

Furnizarea datelor de intrare

(1) Fiecare calculator al capacității coordonate se asigură că capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt furnizate OPEED-urilor relevante cu cel puțin 15 minute înainte de ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale.

[...]

2 PROPUNEREA SEE OTS

În conformitate cu prevederile art. 20 și ale art. 12 din CACM¹, SEE OTS au supus CCM SEE consultării publice, prin intermediul ENTSO-E, timp de o lună, în perioada 13 noiembrie 2017-14 decembrie 2017. Versiunea finală a CCM SEE a fost primită de către ultima autoritate de reglementare din cadrul regiunii de calcul al capacităților SEE, în data de 19 Ianuarie 2018. Propunerea include o propunere de calendar pentru punerea în aplicare și o descriere a impactului preconizat al acesteia în ceea ce privește obiectivele CACM, în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (9) din CACM.

Art. 9 alin. (10) din CACM prevede ca SEE NRA să se consulte, să coopereze îndeaproape și să se coordoneze pentru a ajunge la un acord, și să ia deciziile în termen de șase luni de la primirea de către ultima autoritate de reglementare în cauză.

¹ Consultarea publică este disponibilă pe pagina de internet a ENTSO-E: https://consultations.entsoe.eu/markets/see-ccr-tsos-proposal-of-ccm/consult_view/

CCM SEE se bazează pe metoda privind capacitatea netă de transport coordonată (denumită în continuare CNTC):

- a) în timpul proceselor de calcul al capacităților (CC) pentru ziua următoare (DA) și intrazilnice (ID), capacitatea totală de transfer (TTC) pentru granițele aflate la sud de România (RO) și granițele aflate la nord de Grecia, și anume granița Bulgaria-România (BG-RO) și granița Bulgaria-Grecia (BG-GR), vor fi calculate în ambele direcții: prin utilizarea algoritmului privind fluxurile de putere în curent alternativ (AC) în scopul evaluării siguranței în funcționare a elementelor critice de rețea și a contingențelor relevante; procesul CC DA este bazat pe modele comune de rețea (CGM) pe intervalul de timp două zile înainte, fuzionate, iar procesul CC ID este bazat pe CGM pe intervalele de timp DA sau ID, fuzionate; prin aplicarea mecanismelor de modificare a schimburilor interzonale conform mecanismelor de modificare a generării și a consumului (GLSK).
- b) procesul de calcul al capacității pentru ziua următoare începe în intervalul de timp D-2 și este bazat pe modelele comune de rețea realizate pe intervalul de timp D-2; procesul de calcul al capacității intrazilnice este elaborat la finalul intervalului de timp D-1 și în timpul D, în baza modelelor comune de rețea pe intervalele de timp D-1 sau D;
- c) pentru o perioadă tranzitorie, care va porni la un an după începerea perioadei de testare a metodologiei, se definește marja de fiabilitate, pentru fiecare graniță a zonei de ofertare, ca fiind valoarea maximă a diferitelor valori și procente a TTC; OTS vor revizui anual marjele de fiabilitate pentru fiecare graniță a zonei de ofertare; după perioada tranzitorie, OTS vor transmite NRA un raport cu propunerea finală pentru marja de fiabilitate;
- d) doar elementele de rețea semnificativ influențate de schimburile interzonale de putere sunt incluse în cadrul listei privind contingențele și restricțiile de rețea; selectarea acestora va fi bazată pe o analiză actualizată cel puțin anual de către OTS;
- e) restricțiile de alocare ar putea fi identificate în funcție de restricțiile de operare din afara RCC SEE;
- f) GLSK vor fi elaborate în conformitate cu Ghidul de Implementare a mecanismelor de modificare a generării și a consumului, elaborat de ENTSO-E; sunt date principiile generale privind definirea acestora;
- g) sunt definite atât acțiunile de remediere preventive cât și cele curative;
- h) capacitatea interzonală calculată de calculatorul capacității coordonate este validată de către fiecare OTS în parte: în mod deosebit, poate fi solicitată o reducere; valoarea finală a capacității calculate este valoarea minimă transmisă de fiecare OTS în timpul procesului de validare;
- i) în situația în care procesul de calcul al capacității nu conduce la un rezultat, OTS validează ultimele capacități interzonale coordonate: în mod deosebit, valorile finale coordonate, relevante pentru intervalul de timp pe termen lung sunt utilizate ca valori de rezervă pentru intervalul de timp ziua următoare, în timp ce ultimele valori coordonate finale, relevante pentru intervalul de timp ziua următoare, sunt utilizate ca rezervă pentru intervalul de timp intrazilnic;
- j) metodologia de calcul al capacității pentru piața pentru ziua următoare va fi implementată nu mai târziu de 01 ianuarie 2020, în timp ce metodologia de calcul al capacităților pentru piața intrazilnică va fi implementată nu mai târziu de 01 iulie 2020.

3 Poziția SEE NRA

În general, toate referințele din cadrul SEE CCM ar trebui făcute pentru regiunea de calcul al capacităților (RCC) SEE, stabilită conform prevederilor art. 15 din CACM, în loc de Regiunea SEE.

În ceea ce privește conținutul tehnic, SEE CCM trebuie să trateze toate elementele prevăzute la art. 21 din CACM. Într-adevăr, în cadrul SEE CCM, SEE OTS abordează acele elemente, dar în unele cazuri lipsesc detalii, iar în alte cazuri este binevenită o mai bună transparență.

Aspecte generale privind conținutul:

- SEE CCM nu include descrieri ale metodologiilor prevăzute la art. 6 (metodologia privind marja de fiabilitate), art. 7 (metodologia privind limitele de siguranță în funcționare, contingentele și restricțiile de alocare), art. 8 (metodologia privind mecanismele de modificare a generării, ci o implementare a Ghidului elaborat de ENTSO-E privind mecanismele de modificare a generării și a consumului), art. 9 (metodologia privind acțiunile de remediere în calculul capacităților, ci rămâne a fi definită la nivel individual, de către fiecare OTS).
- Nivelul de detaliu al SEE CCM este insuficient. Propunerea ar fi trebuit să conțină descrieri ale metodologiilor, detaliate, consistente, conforme cu prevederile CACM, cu definiții și criterii clare, transparente și armonizate.
- SEE CCM nu detaliază etapele prevăzute la art. 29 alin. (8) din CACM.
- Normele pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile interne și interzonale, pentru asigurarea conformității cu prevederile pct. 1.7 din Anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (denumit în continuare Regulamentul (CE) nr. 714/2009), așa cum prevede art. 21 alin. (1) lit. b) pct. ii) din CACM, nu sunt incluse în SEE CCM. Mai departe, aceste norme vor fi aplicate de calculatorul capacității coordonate, așa cum prevede art. 29 alin. (7) lit. d) din CACM. În cazul unor discriminări între fluxurile interne și cele transfrontaliere, trebuie furnizate măsurile pe termen lung pentru rezolvarea acestora (ex. lansarea revizuirii zonelor de ofertare conform prevederilor art. 32 din CACM). Prin Recomandarea nr. 02/2016 din 11 noiembrie 2016, ACER a stabilit două principii de nivel înalt privind tratamentul congestiilor interne și a fluxurilor de buclă pe interconexiuni. SEE CCM trebuie să includă și explicații pentru natura temporară a abaterilor de la aceste principii.
- Nu sunt respectate de SEE CCM prevederile art. 26 alin. (4) și ale art. 29 alin. (9) din CACM, privind impactul deciziei luate de SEE RCC asupra RCC vecine.
- SEE CCM nu include prevederi privind modul în care va fi desemnat calculatorul capacității coordonate (art. 27 alin. (2) din CACM).
- Pentru procesul de revizuire, actualizare și publicare a datelor, lipsesc detalii semnificative (de ex., când are loc procesul de revizuire; calendarul de timp pentru analizele funcționării în paralel). Mai mult decât atât, art. 14 nu dispune de un plan de implementare suficient. Nu sunt date etape cheie concrete sau explicații privind interdependențele.

Aspecte privind metoda CNTC

În conformitate cu prevederile art. 20 alin. (7) din CACM, pentru a putea aplica metoda CNTC, OTS trebuie să demonstreze că aplicarea metodologiei de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux nu va fi deocamdată mai eficientă în comparație cu metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată. Prin urmare, o astfel de demonstrație trebuie inclusă în cadrul SEE CCM.

Art. 21 alin. (1) lit. b) din CACM prevede ca metodologia de calcul al capacităților să includă o descriere detaliată a metodei de calcul al capacităților, cu detalii matematice relevante. Mai mult decât atât, întrucât

e utilizată metoda CNTC, trebuie incluse normele pentru luarea în considerare a capacității interzonale alocate anterior, normele privind ajustarea capacității interzonale ca urmare a acțiunilor de remediere, normele pentru calculul capacității interzonale, inclusiv normele privind repartizarea eficientă a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare.

În cadrul SEE CCM, descrierea procesului de calcul al capacităților este insuficientă. Nu este deloc specificat calculul valorii TTC. Acest calcul trebuie clar explicat în conformitate cu prevederile art. 29 alin. (8) din CACM. Într-adevăr, mai multe detalii sunt prezentate în documentul explicativ (mai ales în figura nr. 4 – sub procesul de calcul al TTC), dar SEE NRA consideră că este important ca astfel de detalii să fie incluse direct în cadrul metodologiei. Prin urmare, SEE CCM trebuie amendată, prezentând mai multe detalii despre proces.

Mai mult decât atât, metodologia ar trebui să includă marja de fiabilitate ca dată de intrare, și nu să fie utilizată ex-post.

În cele din urmă, pentru intervalul de timp intrazilnic de calcul al capacităților, trebuie prezentate motivele privind alegerea frecvenței de doi ani pentru reevaluarea capacității, precum și o justificare corectă privind elaborarea calculului la sfârșitul lui D-1 și nu mai devreme. Trebuie prezentat termenul limită pentru OTS privind transmiterea datelor de intrare calculatorului capacității și ce se întâmplă în situația în care datele de intrare lipsesc sau sunt incomplete.

Relația cu Recomandarea ACER nr. 02/2016

Prin Recomandarea nr. 02/2016 emisă în data de 11 noiembrie 2016, ACER, în conformitate cu prevederile punctului 1.7. al Anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009, furnizează câteva principii de nivel înalt spre a fi luate în considerare la elaborarea metodologiilor de calcul al capacităților conform prevederilor art. 20 din CACM. În mod deosebit, tratamentul congestiilor interne nu trebuie să conducă, în general, la nicio limitare a schimburilor interzonale; într-adevăr, poate fi acceptată o limitare temporară, dacă este necesară pentru asigurarea siguranței în funcționare și din punct de vedere economic este mult mai eficientă decât alte măsuri posibile. Cu toate acestea, limitările, dacă sunt aplicate, trebuie întrerupte prin dezvoltarea unor măsuri pe termen mediu și lung, precum reconfigurarea zonelor de ofertare sau noi investiții; doar în situația în care limitările sunt mult mai eficiente decât orice altă măsură pe termen mediu și lung, OTS pot continua să le utilizeze.

O recomandare similară este prevăzută și de CACM: în mod deosebit, art. 21 alin. (1) lit. b), pct. ii) prevede includerea în metodologia de calcul al capacităților a normelor pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile interne și interzonale, pentru a asigura conformitatea cu punctul 1.7 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

În SEE CCM, normele pentru prevenirea discriminării între schimburile interne și interzonale nu sunt abordate în mod explicit. Unele clarificări cu privire la acest punct trebuie incluse de către SEE OTS.

Coordonarea cu Propunerea privind ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale (IDCZGOT)

CACM definește IDCZGOT ca fiind „ora la care capacitatea interzonală între zonele de ofertare este eliberată pentru o anumită unitate de timp a pieței și în limitele unei anumite zone de ofertare”.

În conformitate cu paragraful 52 din Decizia ACER nr. 04/2018 pentru IDCZGT, se precizează că:

„... În acest context, IDCZGOT poate fi, prin urmare, înțeleasă doar ca o regulă generală pentru momentul în care OTS trebuie să elibereze pe piață capacitatea interzonală disponibilă, în timp ce regulile privind volumul de capacitate interzonală pe care îl au de oferit OTS și la ce momente de timp din cursul intervalului de timp intrazilnic, intră în cadrul scopului metodologiei regionale de calcul al capacităților. În acest sens, preocupările OTS privind calculul capacității intrazilnice, gestionarea și planificarea congestiilor interne și interzonale ar putea, dacă sunt bine justificate, să fie luate în considerare prin definirea, în cadrul metodologiei de calcul al capacităților intrazilnice, volumului de capacitate pus la dispoziție în momente diferite din cadrul intervalului de timp al pieței intrazilnice.”

Prin urmare, volumul de capacitate pus la dispoziție la momentul IDCZGOT sau la oricare alt moment din cadrul intervalului de timp al pieței intrazilnice, trebuie descris în cadrul metodologiei de calcul al capacităților intrazilnice, precum și o justificare pentru disponibilitatea acestuia.

Modelul comun de rețea

În conformitate cu prevederile art. 29 alin. (8) lit. a) din CACM, calculatorul capacității coordonate, care aplică metoda bazată pe CNTC, utilizează modelul comun de rețea construit în conformitate cu prevederile art. 17 și 28, prin fuzionarea modelelor individuale de rețea elaborate de către fiecare OTS. Calculatorul capacității coordonate nu trebuie să fuzioneze CGM din SEE. În schimb, ar trebui să utilizeze CGM pan-european, stabilit prin metodologia privind CGM. Nu trebuie să existe nici un CGM regional utilizat în calculul capacităților.

Art. 11 alin. (3) și art. 12 alin. (3) din SEE CCM se referă, într-adevăr, la activitatea de fuzionare menționată anterior: aceste referințe, chiar dacă sunt în concordanță cu metodologia privind modelul comun de rețea elaborată în conformitate cu prevederile art. 17 din CACM, sunt pleonastice și pot conduce la interpretări greșite (în mod deosebit, cineva ar putea interpreta ca în RCC SEE s-ar putea utiliza un model comun de rețea diferit). Pentru a evita orice interpretări eronate, se solicită SEE OTS să șteargă orice referință la activitatea de fuzionare și să clarifice faptul că acest calcul al capacităților este bazat pe modelul comun, unic, de rețea, relevant pentru fiecare interval de timp.

Metodologia privind marja de fiabilitate

În conformitate cu prevederile art. 22 din CACM, propunerea pentru metodologia de calcul al capacităților trebuie să includă o metodologie de calcul al marjei de fiabilitate. Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate cuprinde două etape. În prima etapă, OTS relevanți estimează distribuția de probabilitate a deviațiilor dintre fluxurile de energie preconizate în momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp real, adică stabilește analize statistice ale diferențelor între fluxurile de energie preconizate și cele realizate în timp real. În a doua etapă, marja de fiabilitate se calculează prin derivarea unei valori din distribuția de probabilitate, prin definirea unui nivel de risc acceptabil.

La art. 6 din SEE CCM, OTS propun să calculeze marja de fiabilitate conform prevederilor articolului menționat; pentru o perioadă tranzitorie, care va începe la un an după începerea perioadei de testare a metodologiei, OTS vor defini o marjă de fiabilitate pentru fiecare graniță a zonei de ofertare ca fiind valoarea maximă dintre diferitele valori și procente ale TTC; OTS vor revizui anual marja de fiabilitate pentru fiecare

graniță a zonei de ofertare; după perioada tranzitorie, OTS vor transmite la NRA un raport cu propunerea finală pentru marja de fiabilitate.

SEE NRA nu sunt mulțumite de soluția propusă de către SEE OTS. În cele ce urmează sunt prezentate principalele motive:

- a) nu este precizată metodologia de calcul al marjei de fiabilitate pentru capacitatea interzonală; descrierea modelului statistic pentru calculul marjei de fiabilitate trebuie inclus în cadrul SEE CCM încă de la început, și anume o distribuție de probabilitate, inclusiv date de intrare, proces și metodologie.

De exemplu, nu sunt specificate principiile pentru calculul distribuției de probabilitate a deviațiilor între fluxurile de energie preconizate la momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp real; SEE CCM doar reiterează prevederile art. 22 alin. (2) lit. a) și lit. b).

Mai departe, nu este menționată procedura privind derivarea marjei de fiabilitate din distribuția de probabilitate. Nu sunt stabilite principiile comune armonizate pentru derivarea marjei de fiabilitate din distribuția de probabilitate.

Mai mult decât atât, nu sunt date incertitudinile ce trebuie luate în considerare la calculul capacităților, conform prevederilor art. 22 alin. (2) din CACM.

- b) trebuie definit nivelul de risc, adică pragul de probabilitate până la care nivelurile de flux nu vor fi luate în considerare, la fel și frecvența recalculării;
- c) trebuie definită frecvența recalculării marjei de fiabilitate;
- d) metoda menționată la art. 6, privind perioada tranzitorie, nu este prevăzută de CACM, și nici nu e dată o justificare pentru această abatere de la Regulament. Raportul privind marja de fiabilitate, menționat în SEE CCM, care va fi transmis la un an după începerea testării metodologiei, nu poate fi aprobat de SEE NRA deoarece nu respectă prevederile art. 22 din CACM. În plus, nu este dat un calendar clar pentru trecerea de la perioada tranzitorie la cea finală;
- e) metoda pentru definirea metodologiei privind marja de fiabilitate, menționată anterior, introduce o serie de valori suficiente, fixe, dar nespecificate pentru a fi utilizate ca marjă de fiabilitate, neconstituind astfel o metodologie; mai multe detalii sunt oferite în cadrul notei explicative, dar justificarea acestora este una generală.
- f) în timpul perioadei tranzitorii, referitor la definirea fiabilității D-2 ca maximum dintre două valori, dintre care una poate fi marja de fiabilitate pe termen lung, ar trebui să existe o clarificare privind modul în care marja de fiabilitate D-2 ar putea fi mai mare decât cea pe termen lung;
- g) art. 6 trebuie să furnizeze o definiție clară, explicită, privind riscurile monitorizate, care acoperă „cea mai mare parte a situațiilor nesigure, bazate pe analiza preliminară”; aceasta este considerată ca fiind generală.

Limite de siguranță în funcționare, contingențe și restricții de alocare

Metodologiile nu sunt suficient de detaliate pentru a garanta aplicarea Recomandării ACER nr. 2/2016.

În conformitate cu prevederile art. 7 alin. (1) din SEE CCM, SEE OTS monitorizează doar limitele de siguranță în funcționare și contingențele pe elementele de rețea semnificativ influențate de schimburile de putere interzonale: trebuie date tipul analizelor ce vor fi elaborate și metoda ce va fi utilizată pentru determinarea contingențelor sau pentru selectarea elementelor critice de rețea; trebuie dat un prag explicit pentru selecția CNEC, pentru a obține un nivel larg de transparență și de eficiență economică, definirea

elementelor critice de rețea și criteriile pentru adăugarea/eliminarea acestora și descrierea privind modul în care limitele de siguranță în funcționare și contingentele sunt selectate ar trebui să fie mai precise și mutate direct la art. 7, în loc să fie menționate în nota explicativă; de asemenea, lista de contingente trebuie să fie mai precis definită. Pragul de sensibilitate pentru selectarea CNEC ar trebui stabilit cu luarea în considerare a eficienței economice și a nediscriminării. Lista de contingente trebuie definită mai precis.

Mai mult decât atât, în ceea ce privește art. 7 alin. (4), există o necesitate pentru îmbunătățire întrucât SEE CCM lasă posibilitatea de a lua în considerare restricțiile de alocare, fără detalii suficiente privind contextul includerii acestora ("ar putea fi identificate"). Ar trebui să existe o clarificare a motivelor pentru care sunt luate în considerare restricțiile de alocare din afara RCC SEE, având în vedere faptul că restricțiile de alocare pot fi aplicate doar între granițele zonelor de ofertare din cadrul unei singure RCC și nu între granițele zonelor de ofertare aparținând diferitelor RCC.

În cele din urmă, dacă SEE OTS intenționează să aplice restricțiile de alocare, SEE NRA sunt de părere că metodologia trebuie să precizeze următoarele:

- a) ce restricții de alocare sunt utilizate și pe ce zone de ofertare sau granițe a zonelor de ofertare, precum și o justificare privind această selecție, de ex., motivele pentru care nu pot fi considerate ca fluxurile maxime pe elementele critice de rețea;
- b) descrierea impactului alocării capacității interzonale (de ex., în ceea ce privește prevederile referitoare la algoritmi);
- c) menționarea limitelor de siguranță în funcționare care corespund restricțiilor de alocare;
- d) descrierea metodologiei de calcul al valorilor aferente restricțiilor de alocare;
- e) determinarea frecvenței de calcul.

Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării

Art. 24 din CACM prevede regulile privind metodologia pentru mecanismele de modificare a generării. De asemenea, art. 2 pct. 12 definește termenul de mecanism de modificare a generării. Dacă, de asemenea, în SEE CCM se vor lua în considerare și mecanismele de modificare a consumului, atunci trebuie dată o definiție corectă.

Art. 8 din SEE CCM definește metodologia pentru mecanismele de modificare a generării și a consumului. În timp ce conține posibile principii pentru o metodologie ce va fi aplicată mai târziu, duce lipsă de orice detalii privind aceasta. Sunt date detalii în cadrul notei explicative însă, fără nicio justificare corectă privind soluțiile diferite adoptate, indică faptul că SEE OTS li se permite să aplice liber și altele. SEE CCM prevede ca GSK se vor elabora în conformitate cu un Ghid al ENTSO-E privind Implementarea mecanismelor de modificare a generării și a consumului. SEE CCM ar trebui să includă informații suplimentare privind determinarea GSK, iar metodologia utilizată pentru determinarea GSK să fie armonizată la nivelul RCC SEE. Mai departe, nu este precizat modul în care sunt monitorizate GSK.

SEE OTS li se solicită să amendeze art. 8 din SEE CCM, prin mutarea unor detalii privind determinarea mecanismelor de modificare a generării și a consumului, din nota explicativă în cadrul metodologiei de calcul al capacităților (sau într-o anexă separată, care face referire la art. 8), precum și luarea în considerare a metodologiei pentru mecanismele de modificare a generării și a consumului care să conducă la cea mai bună acuratețe și să revizuiască cel puțin anual această alegere.

Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacităților

Art. 9 din SEE CCM prezintă doar o listă (non-exhaustivă) a posibilelor acțiuni de remediere, dar lipsesc toate detaliile privind modul în care acestea sunt luate în considerare la calculul capacităților și modul în care vor fi utilizate pentru a maximiza capacitățile interzonale. De asemenea, nu descrie coordonarea OTS. Acțiunile de remediere sunt enumerate, dar exclud redispunerizarea și comercializarea în contrapartidă. Într-adevăr, art. 11 alin. (4) și art. 12 alin. (4) menționează o coordonare a acțiunilor de remediere, spre a fi utilizată în procesul de calcul al capacităților, de către calculatorul capacității coordonate, dar fără detalii, deci nu este clar modul în care este asigurat că același set de acțiuni de remediere este disponibil pentru toate intervalele de timp aferente calculului capacităților, așa cum prevede art. 25 alin. (6) din CACM.

OTS trebuie să furnizeze mai multe detalii, în cadrul metodologiei, despre procesul de coordonare a acțiunilor de remediere: dacă se consideră mai ușor de înțeles, descrierea poate fi inclusă într-o anexă separată, la care să se facă trimitere în cadrul metodologiei.

Art. 25 alin. (5) din CACM prevede ca fiecare OTS să ia în considerare, la calculul capacităților, acțiuni de remediere care nu implică costuri. OTS nu au clarificat dacă acțiunile de remediere ce implică costuri, sunt luate în considerare sau nu. Art. 9 nu prevede posibilitatea utilizării atât a acțiunilor de remediere ce implică costuri, cât și cele care nu implică costuri, iar diferențierea nu este menționată. Ar trebui să existe o descriere a procesului de decizie privind utilizarea sau nu a acțiunilor de remediere și, în mod deosebit, utilizarea acțiunilor de remediere ce implică costuri ar trebui să aibă la bază o analiză cost-beneficiu.

În cele din urmă, SEE CCM nu specifică determinarea listei comune privind acțiunile de remediere pentru calculul capacităților, prin luarea în considerare a faptului că acțiunile de remediere dintr-o zonă de ofertare cu granițe în câteva RCC, pot fi atribuite unei singure RCC. Se va specifica frecvența la care va fi reevaluată lista comună privind acțiunile de remediere.

Metodologia de validare a capacității interzonale

La art. 10 alin. (2) din SEE CCM, SEE OTS propun acțiuni ce trebuie urmate atunci când unul sau mai mulți OTS nu validează capacitatea interzonală calculată. Ar trebui să existe o descriere mai detaliată și, în mod deosebit, SEE OTS ar trebui să amendeze SEE CCM prin furnizarea unei liste de motive și criterii pentru reducerea capacității, precum și o clarificare asupra a ceea ce înseamnă „suprasarcini ce nu au putut fi observate din CGM”.

Mai mult decât atât, așa cum prevede art. 26 alin. (2) din CACM, SEE OTS trebuie să includă în metodologia de calcul al capacităților o regulă pentru repartizarea corecției capacității interzonale între diferite granițe ale zonelor de ofertare și să ofere mai multe detalii în cadrul notei explicative.

Aspecte privind furnizarea datelor

Conform prevederilor art. 46 alin. (1) și ale art. 58 alin. (1) din CACM, calculatorul capacității coordonate se va asigura că operatorilor de piață desemnați (NEMO) li se vor furniza valorile corecte ale capacităților interzonale.

SEE OTS amendează art. 11 și art. 12 din SEE CCM în scopul de a le face mai coerente cu prevederile CACM menționate anterior; calculatorul capacității coordonate furnizează SEE OTS valorile finale validate.

De asemenea, ar trebui să fie o clarificare privind modul în care sunt tratate transparența și comunicarea cu părțile interesate.

Procedurile de ultimă instanță

Art. 13 alin. (1) și art. 13 alin. (3) fac referire la utilizarea ultimelor capacități interzonale coordonate ca valori de ultimă instanță, în situația în care procesul de calcul al capacităților nu poate produce nici un rezultat. Li se solicită SEE OTS să clarifice la ce se referă prin termenul ultimele capacități interzonale coordonate.

Calendarul de implementare

Art. 14 alin. (4) prevede posibilitatea de a modifica termenele limită privind implementarea, pentru cazul în care perioada de testare nu conduce la respectarea cerințelor necesare. Întreg art. 14 alin. (4) trebuie șters. Trebuie clarificat și, în mod deosebit, menționat explicit termenul limită, la care metodologia va fi implementată. În situația în care SEE OTS întâmpină întârzieri în implementare, ei trebuie să transmită o SEE CCM amendată, conform prevederilor art. 9 alin. (13) din CACM.

Concluzii

SEE NRA s-au consultat, coordonat și au cooperat îndeaproape pentru a ajunge la un acord privind solicitarea de amendament al SEE CCM transmisă de către SEE OTS în conformitate cu prevederile art. 20 din CACM. SEE CCM amendată ar trebui să ia în considerare poziția SEE NRA menționată anterior și ar trebui transmisă de către OTS nu mai târziu de două luni de la data la care a fost transmisă la nivel național ultima decizie de solicitare de amendament, conform prevederilor art. 9 alin. (12) din CACM.

SEE NRA trebuie să ia deciziile naționale de amendare a metodologiei de calcul al capacităților, în temeiul prezentului acord, până la data de 19 iulie 2018.

Lista punctelor de acțiune:

- Faceți trimitere la regiunea de calcul al capacităților (RCC) SEE conform prevederilor art. 15 din CACM, în loc de Regiunea SEE;
- Includeți demonstrația care justifică adoptarea metodei CNTC;
- Includeți mai multe detalii privind procesul de calcul al capacităților, amendând corespunzător SEE CCM, inclusiv regulile pentru calculul capacităților interzonale;
- Furnizați motivele pentru alegerea frecvenței de doi ani la care capacitatea intrazilnică va fi reevaluată, precum și o justificare corectă pentru elaborarea calculului la sfârșitul lui D-1 și nu mai devreme;
- Furnizați termenele limită până la care OTS transmit datele de intrare calculatorului capacității, precum și ce se întâmplă în situația în care datele de intrare lipsesc sau sunt incomplete;
- Faceți referire la marja de fiabilitate ca dată de intrare pentru metodologie și nu să fie utilizată ex-post;
- Includeți clarificări privind tratamentul transparenței și a comunicării cu părțile interesate;
- Includeți clarificări privind modul în care va fi prevenită discriminarea între schimburile interne și cele interzonale și includeți o explicație detaliată privind natura temporară a abaterilor de la principiile Recomandării ACER nr. 02/2016;
- Eliminați orice referință privind fuzionarea modelelor individuale de rețea și clarificați faptul că metodologia de calcul al capacității este bazată pe modelul comun, unic, de rețea, construit în conformitate cu prevederile art. 17 și ale art. 28 din CACM;
- Includeți modelul statistic pentru calculul marjei de fiabilitate, amendând art. 6 în mod corespunzător;
- Definiți nivelul de risc și frecvența recalculării acestuia;

- Definiți cât de des se recalculează marja de fiabilitate;
- Justificați în mod corespunzător existența unei perioade tranzitorii, care nu este prevăzută de CACM, în locul unei perioade permanente și seria de valori fixe care trebuie utilizată ca marjă de fiabilitate;
- Clarificați modul în care marja de fiabilitate aferentă D-2 poate fi mai mare decât cea pe termen lung;
- Definiți riscurile monitorizate;
- Includeți un prag specific pentru identificarea elementelor de rețea ce vor fi monitorizate, definiți elementele critice de rețea și criteriile privind adăugarea/eliminarea acestora și descrieți modul în care sunt selectate limitele de siguranță în funcționare și contingentele;
- Definiți precis lista de contingente;
- Clarificați posibilitatea luării în considerare a restricțiilor de alocare, prin trimiterea la detalii privind includerea acestora;
- Clarificați motivele pentru care sunt considerate restricțiile de alocare din afara RCC SEE;
- Specificați motivele pentru care sunt utilizate restricțiile de alocare și justificați selecția acestora, descrieți impactul lor asupra alocării capacității interzonale, specificați limitele de siguranță în funcționare relevante, descrieți metodologia pentru calculul valorilor acestora și determinați frecvența calculului acestora (dacă SEE OTS intenționează să aplice restricțiile de alocare);
- Furnizați mai multe detalii privind metodologia pentru mecanismele de modificare a generării și a consumului și justificați diferitele soluții adoptate;
- Mutați câteva detalii, privind mecanismele de modificare a generării și a consumului, din cadrul notei explicative în cadrul metodologiei;
- Clarificați dacă SEE OTS ar putea aplica liber principii diferite;
- Luați în considerare revizuirea cel puțin anuală a metodologiei pentru mecanismele de modificare a generării și a consumului, și furnizați modul în care va fi aplicată monitorizarea;
- Includeți o descriere a coordonării acțiunilor de remediere;
- Includeți posibilitatea utilizării atât a acțiunilor de remediere ce implică costuri, cât și a acelor care nu implică costuri;
- Descrieți procesul decizional pentru utilizarea acțiunilor de remediere; utilizarea acțiunilor de remediere care implică costuri ar trebui să se bazeze pe analize cost-beneficiu;
- Specificați frecvența la care vor fi reevaluate acțiunile de remediere;
- Furnizați o descriere mai detaliată privind nevalidarea capacității interzonale coordonate, prevăzută la art. 10 alin. (2), motivele și criteriile pentru reducerea capacității, precum și o clarificare pentru suprasarcinile ce nu au putut fi observate din CGM;
- Includeți norme pentru împărțirea corecției capacității interzonale între diferitele granițe ale zonei de ofertare;
- Amendati art. 11 și art. 12 din SEE CCM pentru a le face coerente cu prevederile art. 46 alin. (1) și ale art. 58 alin. (1) din CACM, referitor la furnizarea datelor;
- Definiți la art. 13 alin. (1) și la art. 13 alin. (3), ultimele capacități interzonale coordonate;
- Eliminați art. 14 alin. (4).