

Proiect de decizie

pentru aprobarea documentului „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 pe termen lung în conformitate cu prevederile art. 10 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung”

Având în vedere prevederile art. 4 alin. (5), alin. (7) lit. a) și alin. (9) din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung, ale art. 36 alin. (7) lit. q) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și solicitarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. nr. 42788/15.10.2019, înregistrată la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 90750/17.10.2019, în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și d) și ale art. 9 alin. (1) lit. i) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următoarea

DECIZIE

- Art. 1.** - Se aprobă documentul „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 pe termen lung în conformitate cu prevederile art. 10 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung”, prevăzută în anexa la prezenta decizie.
- Art. 2.** - Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A. duce la îndeplinire prevederile documentului prevăzut la art. 1, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor acestuia.
- Art. 3.** - Documentul prevăzut la art. 1 se comunică Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. și se publică pe pagina de internet a Autorității Naționale

de Reglementare în Domeniul Energiei, precum și pe pagina de internet a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A., în termen de două zile de la data comunicării.

**Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
Dumitru CHIRIȚĂ**

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 pe termen lung în conformitate cu prevederile art. 10 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung*

Operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților Europa de Sud-Est, având în vedere următorul Preambul

Preambul

(1) Prezentul document (denumit în continuare „metodologia comună de calcul al capacității” sau „prezenta metodologie”) este o propunere comună a tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem (denumiți în continuare „OTS”) din Regiunea de Calcul al Capacităților Europa de Sud-Est (denumită în continuare „Regiunea de Calcul al Capacităților SEE sau Regiunea de Calcul al Capacităților 10” sau „RCC SEE”) privind metodologia comună de calcul al capacității pentru intervale de timp pe termen lung. Prezenta propunere este necesară conform prevederilor art. 10 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (denumit în continuare „Regulamentul FCA”).

(2) Prezenta propunere (denumită în continuare „Metodologia de calcul al capacităților pe termen lung” sau „LT CCM”) are în vedere principiile și obiectivele generale prevăzute în Regulamentul FCA, precum și în Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea a schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (numit în continuare „Regulamentul (CE) nr. 714/2009”).

(3) Obiectivul Regulamentului FCA este coordonarea și armonizarea calculării și alocării capacităților

* „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 pe termen lung în conformitate cu prevederile art. 10 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung” reprezintă traducerea din limba engleză în limba română a documentului „SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”, elaborat în comun de către toți operatorii de transport și de sistem din RCC SEE și transmis spre aprobare autorităților naționale de reglementare în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung.

pe piețele transfrontaliere pe termen lung. În acest scop, este necesar ca OTS din regiunea de calcul al capacităților să calculeze într-o manieră coordonată capacitatea transfrontalieră disponibilă.

(4) În conformitate cu prevederile art. 4 alin. (8) din Regulamentul FCA, trebuie descris impactul preconizat al LT CCM în ceea ce privește obiectivele Regulamentului FCA, fiind prezentată în continuare.

(5) LT CCM conduce la îndeplinirea obiectivului privind promovarea comerțului interzonal eficace pe termen lung, cu oportunități de asigurare împotriva riscurilor interzonale pe termen lung adresate participanților la piață (art. 3 lit. a) din Regulamentul FCA), având în vedere că ia în considerare necesitățile participanților la piața de energie electrică de asigurare împotriva riscurilor, prin calcularea capacităților fiabile într-o etapă inițială și prin punerea acestora la dispoziția participanților la piață, ceea ce face posibilă planificarea pe termen lung având în vedere că este asigurat calculul capacității interzonale în așa manieră încât aceeași LT CCM să fie aplicată de către toți participanții la piață, pe toate granițele respective ale zonelor de ofertare din RCC SEE, asigurând astfel un mediu concurențial echitabil între participanții la piață.

(6) LT CCM pentru RCC SEE contribuie la optimizarea calculului capacității pe termen lung (art. 3 lit. b) din Regulamentul FCA) prin luarea în considerare a tuturor elementelor critice din rețea, coordonează sincronizarea livrării datelor, asigură o metodă de calcul și coordonează cerințele de validare a calculului de capacitate între OTS și Calculatorul Capacității Coordonate din RCC SEE (CCC SEE).

(7) LT CCM pentru RCC SEE contribuie la îndeplinirea obiectivului privind furnizarea de acces nediscriminatoriu la capacitatea interzonală pe termen lung (art. 3 lit. c) din Regulamentul FCA) prin aderarea la regulile JAO și prin publicarea rezultatelor, asigurând astfel nediscriminare între participanții la piață.

(8) Prevederile LT CCM pentru RCC SEE conduc la asigurarea unui tratament nediscriminatoriu al OTS din RCC SEE (denumiți în continuare OTS SEE), al Agenției, al autorităților de reglementare și al participanților la piață (art. 3 lit. d) din Regulamentul FCA) ca urmare a elaborării și a adoptării în cadrul unui proces care asigură implicarea tuturor părților interesate relevante și independența etapei de aprobare. Ulterior etapei de elaborare, la care au participat toți OTS SEE, este prevăzută etapa consultării publice pentru ca toate părțile să își poată exprima opiniile, iar OTS SEE le vor lua în considerare înainte de a transmite metodologia la Autoritățile de Reglementare.

(9) Prezenta LT CCM pentru RCC SEE contribuie la îndeplinirea obiectivului de a respecta necesitatea unei alocări echitabile și ordonate a capacității pe piața la termen și a unei formări ordonate a prețurilor

(art. 3 lit. e) din Regulamentul FCA) făcând disponibile în timp util informațiile despre capacitățile interzonale ce vor fi transmise pe piață și asigurând o soluție de rezervă atunci când calculul capacității nu oferă rezultate.

(10) LT CCM pentru RCC SEE prevede principiile și procesele principale pentru intervalul de timp pe termen lung. Este necesar ca OTS SEE să ofere participanților la piață informații fiabile despre capacitățile interzonale și despre limitele de import/export pentru alocarea pentru anul următor și luna următoare, în mod transparent și simultan. Aceasta include raportare periodică a proceselor specifice din cadrul calculului capacității. Prin urmare, LT CCM contribuie la îndeplinirea obiectivului privind transparența și fiabilitatea informațiilor (art. 3 lit. f) din Regulamentul FCA).

(11) LT CCM prevede cerințe pentru utilizarea eficientă a infrastructurii electrice existente și facilitează un acces competitiv la infrastructura de transport, în special în cazul congestiilor pe termen lung. Se asigură un semnal pe termen lung pentru investiții eficiente în transport, producere și consum, contribuind astfel la funcționarea și dezvoltarea eficientă pe termen lung a sistemului de transport al energiei electrice și a sectorului energiei electrice din Uniune (art. 3 lit. g) al Regulamentului FCA).

(12) În concluzie, propunerea de metodologie LT CCC contribuie la obiectivele generale din Regulamentul FCA.

(13) Art. 10 ÷ 15 din Regulamentul FCA constituie temeiul juridic al prezentei propuneri și definește mai multe cerințe specifice pe care trebuie să le ia în considerare propunerea de metodologie LT CCC:

„(1) Propunerea pentru o metodologie comună de calcul al capacităților pentru o regiune de calcul al capacităților determinată în conformitate cu articolul 10 va include cel puțin următoarele elemente pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților:

(a) metodele 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 11;

(ii) metodele 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 12;

(iii) metodologia de determinare a mecanismelor de modificare a generării, în conformitate cu articolul 13;

(iv) metodologia de determinare a acțiunilor de remediere care trebuie luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu articolul 14.

(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 pentru ajustarea fluxurilor de energie pe elementele critice de rețea sau a capacității interzonale ca urmare a acțiunilor de remediere, în conformitate cu articolul 14;

(v) pentru metoda bazată pe flux, o descriere matematică a calculului factorilor de distribuție pentru transferul de energie și a calculului marjelor disponibile privind elementele critice din rețea;

(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 din rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare;

(vii) în cazul în care fluxurile de energie prin elementele critice de rețea sunt influențate de schimburile interzonale de energie din diferite regiuni de calcul al capacităților, normele de repartizare a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între regiuni de calcul al capacităților pentru a permite aceste fluxuri;

(c) o metodologie de validare a capacității interzonale, în conformitate cu articolul 15“.

(14) Art. 9 din Regulamentul FCA prevede intervalele de timp pentru calculul capacității astfel „pe termen lung, cel puțin pentru perioade anuale și lunare“.

(15) Art. 10 alin. (1) din Regulamentul FCA prevede termenul limită pentru transmiterea propunerii de metodologie comună pentru calculul capacității pentru intervale de timp pe termen lung, nu mai târziu de șase luni de la aprobarea metodologiei comune de calcul coordonat al capacității, menționate la art. 9 alin. (7) din Regulamentul (UE) 2015/1222.

(16) Art. 10 alin. (2) din Regulamentul FCA prevede că metoda utilizată în cadrul metodologiei comune de calcul al capacității este metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată sau metoda bazată pe fluxuri de putere.

(17) Art. 10 alin. (3) din Regulamentul FCA prevede ca metodologia de calcul al capacităților să fie compatibilă cu metodologia de calcul al capacităților stabilită pentru intervalele de timp ale pieței pentru ziua următoare și ale pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2015/1222.

(18) Art. 2 pct. (8) din Regulamentul CACM definește „metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată” drept „metoda de calcul al capacităților pe baza principiului evaluării și definirii ex-ante a schimbului maxim de energie între zone de ofertare adiacente”.

(19) În contextul prezentei propuneri, definiția „calculatorului capacității coordonate” este importantă și este prevăzută la art. 2 pct. (11) din Regulamentul CACM astel: „entitatea sau entitățile însărcinate cu rolul de a calcula capacitatea de transport, la nivel regional sau la nivel superior”.

(20) Metodologia comună de calcul al capacităților are la bază modelele de prognoză ale sistemului de transport. Datele de intrare pentru LT CCM sunt determinate cu mai mult de un an, respectiv cu mai mult de o lună înainte de data livrării energiei electrice, cu luarea în considerare a datelor disponibile la acel moment. Prin urmare, rezultatele fac obiectul inexactităților și a incertitudinilor, mai mari decât inexactitățile și incertitudinile din metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare. Scopul marjei de fiabilitate este acela de a acoperi gradul de risc indus de aceste erori de prognoză.

(21) Definiția finală a datelor de intrare la calculul capacităților (marja de fiabilitate, lista de elemente critice în rețea, mecanismul de modificare a generării) este revizuită și redefinită, dacă este necesar, după implementarea prezentei metodologii, odată ce se dobândește experiența operațională. OTS SEE realizează periodic analiza ex-post a acestor parametri de intrare și, dacă se consideră necesar, vor solicita să fie schimbați. În cazul în care o schimbare conduce la adaptarea prezentei metodologii, OTS SEE vor amenda prezenta metodologie în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM.

(22) Pentru a evita discriminarea nejustificată între schimburile interne și interzonale (precum și discriminarea implicită între participanții la piață care tranzacționează în interiorul sau între zonele de ofertare), prezenta metodologie introduce măsuri importante. OTS SEE monitorizează doar elementele care sunt semnificativ impactate de schimburile interzonale de energie. Ca măsuri pe termen mediu și pe termen lung, OTS SEE trebuie să cerceteze un prag de sensibilitate mai mare pentru elementele semnificativ impactate de schimburile interzonale de energie și au în vedere realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport.

(23) În pofida aplicării coordonate a calculului capacității, OTS SEE rămân responsabili pentru menținerea siguranței în funcționare. Din acest motiv, fiecare OTS SEE validează și are dreptul de a corecta capacitatea interzonală relevantă pentru granița zonei de ofertare a OTS din motive de siguranță în funcționare, în timpul procesului de validare. Procesul de validare poate conduce la reduceri ale capacităților interzonale. Prin urmare, sunt necesare transparența, monitorizarea și raportarea, precum și explorarea unor soluții alternative în scopul prevenirii apariției unor cazuri

similare pe viitor.

(24) Transparența și monitorizarea calculului capacității sunt esențiale pentru asigurarea eficienței și a înțelegerii acestuia. Prezenta metodologie stabilește cerințe semnificative pentru OTS privind publicarea informațiilor solicitate de părțile interesate pentru a analiza impactul calculului capacităților asupra funcționării pieței de energie electrică. Mai mult decât atât, prezenta metodologie stabilește cerințe de raportare semnificative astfel încât părțile implicate, autoritățile de reglementare și alte părți interesate să verifice dacă infrastructura de transport este operată eficient și în interesul consumatorilor.

Înaintează tuturor autorităților naționale de reglementare din RCC SEE următoarea propunere pentru metodologia comună de calcul al capacităților pe termen lung:

Articolul 1

Obiect și domeniu de aplicare

Metodologia comună de calcul al capacității este considerată drept metodologia OTS SEE în conformitate cu prevederile art. 10ff din Regulamentul FCA și include calculul comun al capacităților la nivel anual și lunar, pentru granițele zonelor de ofertare din RCC SEE.

Articolul 2

Definiții și interpretări

(1) În înțelesul metodologiei comune de calcul al capacităților pentru anul următor și pentru luna următoare (denumită în continuare Metodologia de calcul al capacităților pe termen lung „LT CCM“), termenii utilizați în prezentul document au semnificația definițiilor prevăzute la art. 2 din Regulamentul (CE) 714/2009, art. 2 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului, art. 2 din Regulamentul (CE) 2015/1222, art. 2 din Regulamentul (CE) 2016/1719 și la art. 2 din metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnică a OTS din RCC SEE (denumită în continuare „DA CCM SEE”)

(2) În plus, se aplică următoarele definiții, abrevieri și acronime:

1. ‚AAC’ reprezintă capacitățile deja alocate, însemnând capacitățile alocate ca urmare a ultimului calcul al capacităților din RCC SEE;
2. ‚Agenție’ sau ‚ACER’ reprezintă Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei;
3. ‚ATC’ reprezintă capacitatea de transport disponibilă, însemnând capacitatea de transport care rămâne disponibilă pentru procedura de alocare și care respectă condițiile fizice ale sistemul de transport;
4. ‚CCC’ reprezintă calculatorul capacității coordonate al RCC SEE, așa cum este definit la art. 2 pct. (11) din Regulamentul CACM;
5. ‚RCC’ reprezintă regiunea de calcul al capacităților, așa cum este definită la art. 2 pct. (13) din Regulamentul CACM;
6. ‚CGM’ reprezintă modelul comun de rețea, așa cum este definit la art. 2 pct. (2) din Regulamentul CACM;
7. ‚CGMM’ reprezintă metodologia de stabilire a modelului comun de rețea, elaborată conform prevederilor art. 18 din Regulamentul FCA;

8. ‚CNE’ reprezintă elementul critic de rețea, așa cum este definit la art. 2 alin. (2) din DA CCM SEE;
9. ‚CNEC’ reprezintă elementul critic de rețea cu o contingență, așa cum este definit la art. 2 alin. (2) din DA CCM SEE;
10. ‚Metoda CNTC’ reprezintă metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, definită la art. 2 pct. (8) din Regulamentul CACM;
11. ‚Z-2’ reprezintă două zile mai înainte de ziua livrării;
12. ‚Granița GR-BG’ înseamnă granița zonei de ofertare dintre Grecia și Bulgaria;
13. ‚Granița BG-RO’ înseamnă granița zonei de ofertare dintre Bulgaria și România;
14. ‚EIC’ înseamnă codul de identificare energetică;
15. ‚ENTSO-E’ reprezintă Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică;
16. ‚Regulamentul FCA’ reprezintă Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
17. ‚GSK’ reprezintă mecanismul de modificare a generării, așa cum este definit la art. 2 pct. (12) din Regulamentul CACM;
18. ‚HVDC’ reprezintă un element de rețea de înaltă tensiune în curent continuu;
19. ‚ I_{max} ’ reprezintă curentul maxim admisibil;
20. ‚JAO’ reprezintă Biroul Comun de Alocare;
21. ‚LT’ reprezintă intervalul de timp al pieței pe termen lung;
22. ‚LTA’ reprezintă capacitatea alocată pe termen lung, însemnând capacitatea alocată ca rezultat al calculului capacităților pe termen lung în RCC SEE;
23. ‚Proces LT CC’ înseamnă procesul de calcul al capacităților pe termen lung;
24. ‚LTN’ reprezintă capacitățile pe termen lung nominalizate, însemnând nominalizarea pe termen lung a capacității alocate pe termen lung;
25. ‚MTU’ reprezintă unitatea de timp a pieței; definiția pentru ‚ora pieței’ este prevăzută la art. 2 pct. (15) din Regulamentul CACM;
26. ‚NTC’ reprezintă Capacitatea Netă de Transport, egală cu schimbul maxim de energie în scopuri comerciale între zone de ofertare adiacente pentru fiecare unitate de timp a pieței într-o anumită direcție;
27. ‚PST’ reprezintă transformator defazor;
28. ‚RA’ reprezintă acțiunea de remediere, așa cum este definită la art. 2 pct. (13) din Regulamentul CACM;

29. ‚RAC’ reprezintă coordonarea RA, așa cum este definită la art. 2 alin. (2) din DA CCM SEE;
 30. ‚RM’ reprezintă marja de fiabilitate, așa cum este definită la art. 2 pct. (14) din Regulamentul CACM;
 31. ‚RCC SEE’ reprezintă regiunea de calcul al capacităților SEE, astfel cum a fost stabilită prin definirea regiunilor de calcul al capacităților conform prevederilor art. 15 din Regulamentul CACM;
 32. OTS SEE sunt Independent Power Transmission Operator („ADMIE”), Electricity System Operator EAD („ESO EAD”) și Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. („Transelectrica”);
 33. ‚NRAs SEE’ reprezintă Autoritățile Naționale de Reglementare din RCC SEE;
 34. ‚SO GL’ reprezintă Codul de operare a sistemului (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice);
 35. ‚TTC’ reprezintă Capacitatea Totală de Transport, egală cu schimbul maxim de energie în conformitate cu limitele de siguranță în funcționare între zone de ofertare adiacente, pentru fiecare unitate de timp a pieței, într-o anumită direcție.
 36. ‚UN’ înseamnă incertitudinile, așa cum sunt definite la art. 2 alin. (2) din DA CCM SEE.
- (3) În prezenta LT CCM, cu excepția cazului în care se impune diferit în context:
- a) singularul face referire și la plural și vice versa;
 - b) anteturile sunt incluse doar în scopuri informative și nu afectează interpretarea prezentei metodologii; și
 - c) orice referire la legislație, regulamente, directive, ordine, instrumente, coduri sau orice alte acte legislative includ orice modificare, completare sau repromulgare în vigoare la momentul respectiv.

Articolul 3

Aplicarea prezentei metodologii

Prezenta metodologie comună de calcul al capacităților se aplică strict calculului comun al capacităților la nivel anual și lunar în cadrul RCC SEE. Metodologiile comune de calcul al capacităților din alte regiuni de calcul al capacităților sau pentru alte intervale de timp nu fac obiectul prezentei metodologii.

Articolul 4

Capacități interzonale pentru piața pe termen lung

(1) În cazul intervalelor de timp pe termen lung, valorile capacităților interzonale pentru intervalul anual și cel lunar se calculează utilizând metodologia de calcul al capacităților coordonate pe termen lung.

(2) După cum prevede art. 24 alin. (2) din Regulamentul FCA, fiecare OTS din RCC SEE validează rezultatele înainte de aplicarea regulilor de împărțire.

Articolul 5

Metodologia privind marja de fiabilitate

(1) Metodologia comună de calcul al capacităților pe termen lung are la bază modelele de prognoză ale sistemului de transport. Prin urmare, rezultatele fac obiectul impreciziilor și incertitudinilor. Scopul marjei de fiabilitate este de a acoperi un nivel de risc indus de aceste erori de prognoză.

(2) La calculul capacităților pe termen lung, OTS din RCC SEE vor utiliza aceeași marjă de fiabilitate de la intervalul pentru ziua următoare, astfel cum este prevăzută în propunerea OTS din RCC SEE pentru metodologia privind calculul comun al capacităților pentru intervalele de timp ziua următoare și intrazilnice.

(3) Având în vedere cele de mai sus, pentru calculul capacităților elaborat pentru intervalul de timp al pieței pe termen lung OTS iau în considerare, pentru RCC SEE, RM aferente granițelor BG-GR și BG-RO în conformitate cu prevederile art. 11 din Regulamentul FCA și cu respectarea prevederilor art. 22 din Regulamentul CACM, și bazată pe analiza următoarelor date:

- deviațiile neintenționate ale fluxurilor fizice de energie electrică în cursul unei MTU, cauzate de ajustarea fluxurilor de energie electrică în cadrul și între zonele de ofertare, pentru a menține frecvența constantă;
- incertitudinile care pot afecta calculul capacității și care ar putea apărea între intervalul de timp Z-2 și timpul real, pentru MTU în cauză.

(4) Se utilizează funcția de repartiție 95 a distribuției de probabilitate pentru metodologia prevăzută la art. 6 alin. (2).

Articolul 6

Metodologii pentru limitele siguranței în funcționare și contingente

(1) Pentru calculul capacităților pe termen lung, OTS SEE utilizează aceleași metodologii privind limitele siguranței în funcționare și privind contingentele, care se utilizează și în propunerea OTS din

RCC SEE pentru metodologia privind calculul comun al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și intrazilnice.

(2) Pentru calculul capacității, OTS SEE monitorizează doar CNEC pe elementele de rețea impactate de schimburile interzonale de putere.

(3) Metodologia de selectare a elementelor monitorizate este aceeași cu cea prevăzută în propunerea de metodologie a OTS din RCC SEE pentru calculul comun al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și intrazilnice, elaborată conform prevederilor art. 21 alin. (1) lit. b) pct. (ii) din Regulamentul (UE) 2015/1222, dat fiind că este un mod obiectiv de a utiliza în calculul capacităților doar elementele monitorizate în cadrul zonelor de ofertare care participă semnificativ la schimbul interzonal. Astfel, schimburile interne și interzonale sunt tratate cu același grad de importanță, evitând o discriminare inadecvată între ele.

Articolul 7

Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării

(1) Fiecare OTS SEE definește un GSK pentru propria zonă de ofertare și pentru fiecare scenariu, care transformă o modificare a poziției nete dintr-o zonă de ofertare într-o schimbare specifică de injecție sau extragere în cadrul CGM. Această prognoză are la bază răspunsul istoric observat al unităților generatoare în ceea ce privește modificările pozițiilor nete, la prețurile de închidere și la alți factori fundamentali, contribuind astfel la reducerea RM.

(2) În conformitate cu prevederile art. 13 din Regulamentul FCA și prevederile art. 24 din Regulamentul CACM, OTS SEE au elaborat următoarea metodologie pentru a determina mecanismul comun de modificare a generării:

- a) OTS SEE au în vedere informațiile disponibile despre generare, disponibile din modelul comun de rețea în fiecare scenariu elaborat în conformitate cu prevederile art. 19 din Regulamentul FCA pentru a selecta nodurile care vor contribui la GSK;
- b) OTS SEE au ca obiect aplicarea unui GSK care seamănă cu dispecerizarea și tiparul de flux corespunzător, contribuind astfel la minimalizarea marjelor de fiabilitate;
- c) OTS SEE definesc propriile GSK pe bază de scenarii cu unități generatoare și de consum care reflectă cea mai bună prognoză a OTS pentru tiparele de flux și de comportare a pieței.

(3) Pentru aplicarea prevederilor metodologiei, OTS SEE definesc, pentru procesul de calcul al capacității, GSK impactate de producerea reală, modelată în CGM sezonier. OTS SEE iau în considerare informațiile disponibile privind producerea, existente în CGM, pentru a selecta nodurile ce vor contribui la GSK.

(4) OTS SEE își armonizează metodologiile proprii pentru determinarea GSK:

- a. în GSK-ul propriu, fiecare OTS utilizează unități generatoare flexibile și controlabile, care sunt disponibile în propria rețea a OTS;
- b. nu sunt incluse unitățile indisponibile ca urmare a retragerii din exploatare sau a lucrărilor de mentenanță.

(5) În zona de ofertare Grecia, o reprezentare proporțională a variației de producere față de capacitatea rămasă, pe baza celei mai bune estimări a profilului inițial de producere realizată de ADMIE, asigură cea mai bună modelare a sistemului grec. După atingerea limitelor unităților generatoare aflate deja în operare, sunt puse în funcțiune unitățile generatoare disponibile folosind lista ordinii de merit.

(6) În zona de ofertare Bulgaria, o reprezentare proporțională a variației de producere față de capacitatea rămasă, respectând limitele unitățile generatoare, pe baza celei mai bune estimări a profilului inițial de producere realizată de ESO EAD asigură cea mai bună modelare a sistemului bulgar. După atingerea limitelor unităților generatoare aflate deja în operare, sunt puse în funcțiune unitățile generatoare disponibile folosind lista ordinii de merit. Grupurile nucleare nu sunt incluse în listă.

(7) Fișierul de GSK al Transelectrica include grupurile dispecerizabile incluse în CGM și sunt preconizate a fi disponibile în acel interval de timp. Grupurile nucleare nu sunt incluse în listă. Factorii ficși de participare ai GSK sunt influențați de producerea efectivă, modelată în CGM anual și lunar. GSK-urile sunt transmise la CCC spre a fi folosite la calculul capacității pentru fiecare zonă de ofertare și pentru intervalul de timp în care vor fi valabile GSK-urile. OTS SEE elaborează periodic analiza ex-post a GSK iar dacă vor considera necesar, solicită modificarea acestuia.

Articolul 8

Scenarii

(1) În conformitate cu prevederile art. 19 din Regulamentul FCA, care fac referire la prevederile art. 10 din Regulamentul FCA, toți OTS din RCC elaborează împreună un set comun de scenarii ce vor fi utilizate în modelul comun de rețea pentru fiecare interval de timp de calcul al capacității pe termen lung.

(2) Pentru a îndeplini cerințele de mai sus, OTS SEE utilizează scenariile de referință create anual de ENTSO-E pentru anul următor (respectiv scenarii implicite), în conformitate cu prevederile art. 3.1 din CGMM pentru FCA în coroborare cu prevederile art. 65 din Regulamentul SO GL. Acest proces paneuropean este bazat pe metodologia comună de rețea elaborată în conformitate cu prevederile art. 18 din Regulamentul FCA și cu respectarea proceselor de fuzionare și aliniere elaborate în conformitate cu prevederile art. 27 din Regulamentul CACM.

(3) Fiecare OTS SEE actualizează scenariile de referință pentru anul următor pentru calcularea capacității lunare, în care CCC include cele mai noi informații disponibile despre tiparul și topologia producerii (datorită punerii și scoaterii din funcțiune a elementului de rețea).

(4) CCC din SEE implementează cele mai recente planuri disponibile privind retragerile din exploatare, împreună cu schimbările topologice implicite asociate, referitoare la scenariile menționate în prezentul articol pentru fiecare interval de timp selectat cu scopul de a folosi cele mai recente date de intrare pentru calculul capacităților.

(5) CCC din SEE efectuează un prim calcul, așa-numita verificare a congestiei, pentru a verifica îndeplinirea condițiilor privind siguranța în funcționare înainte de a începe calcularea capacității pentru intervalul de timp pe termen lung folosind CGM-urile care includ cele mai recente planuri de retragere din exploatare disponibile.

Articolul 9

Metodologia de validare a capacității interzonale

(1) În conformitate cu prevederile art. 15 din Regulamentul FCA, ce fac referire la prevederile art. 26 din Regulamentul CACM, fiecare OTS din RCC SEE validează și are dreptul să corecteze în timpul procesului de validare capacitatea interzonală relevantă pentru granițele zonei de ofertare ale OTS din motive ce țin de siguranța în funcționare. În situații excepționale, OTS pot reduce capacitățile interzonale. Aceste situații sunt:

- a) apariția unei contingente excepționale sau a unei retrageri forțate din exploatare conform prevederilor art. 3 din SO GL;
- b) când RA, care sunt necesare pentru asigurarea capacității calculate, sunt insuficiente pentru asigurarea siguranței în funcționare;
- c) consum extrem de scăzut în sistemul unui OTS, care conduce la o inerție scăzută a sistemului și la condiții de tensiune mărită și prin urmare necesită un număr minim de centrale electrice în rețea;
- d) o eroare în datele de intrare, care conduce la o supraestimare a capacității interzonale din perspectiva siguranței în funcționare.

(2) La realizarea validării, OTS SEE pot lua în considerare limitele siguranței în funcționare conform prevederilor art. 7. Atunci când se iau în considerare asemenea limite, ei pot considera modele de rețea adiționale, și/sau alte informații relevante din situațiile în timp real. Prin urmare, OTS SEE utilizează instrumente elaborate de CCC pentru analiză dar, de asemenea, pot utiliza și instrumente de verificare care nu sunt disponibile CCC.

(3) Atunci când unul sau mai mulți OTS SEE nu validează capacitatea interzonală calculată, respectivul/respectivii OTS comunică CCC volumul actualizat al capacității interzonale pentru granița respectivă și motivul reducerii. Capacitatea interzonală finală este valoarea minimă transmisă de OTS SEE pentru granița respectivă.

(4) Orice reducere a capacităților interzonale în timpul procesului de validare este comunicată și justificată participanților la piață și autorităților naționale de reglementare din SEE. CCC elaborează un raport trimestrial autorităților de reglementare care include volumul aferent capacității interzonale reduse și motivul reducerii. În cazurile de reducere, raportul include informații privind fiecare graniță a zonei de ofertare și direcția impactate de reducere (respectiv identificarea graniței și a direcției; volumul reducerii; motivele detaliate privind reducerea, inclusiv limita de siguranță încălcată și circumstanțele acestei încălcări; valorile NTC înainte și după apariția contingenței; RA incluse în CGM înainte de calculul capacității; în cazul reducerii ca urmare a validării individuale, OTS care invocă reducerea) precum și măsurile propuse pentru a evita reduceri similare în viitor. De asemenea, raportul trebuie să includă și cel puțin următoarele informații agregate: statistici privind numărul, cauzele, volumul și pierderea estimată a surplusului economic a reducerilor aplicate de către OTS diferiți, precum și măsurile generale pentru a evita pe viitor reducerea de capacitate.

(5) CCC se coordonează cu CCC învecinați în timpul procesului de validare, și cel puțin reducerile capacității interzonale sunt comunicate între aceștia. Orice informație din partea CCC învecinați cu privire la capacitatea interzonală redusă trebuie transmisă către OTS din SEE.

Articolul 10

Descrierea matematică a metodei de calcul al capacităților pe termen lung

(1) Calculul CNTC este centralizat, bazat pe fluxul de putere în c.a., care livrează parametrul principal necesar pentru definirea domeniului CNTC, respectiv TTC. TTC reprezintă schimbul maxim de putere pe o graniță a zonei de ofertare, iar calculul se realizează conform următoarei proceduri: se utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și lista de CNEC definită pentru a calcula schimbul maxim de putere pe granițele zonei de ofertare, ce este egal cu schimbul maxim de putere calculat între două zone de ofertare pe oricare parte a graniței zonei de ofertare, cu respectarea limitelor de siguranță în funcționare.

(2) CCC definește valorile TTC pentru fiecare interval de timp pentru granițele din nordul Greciei, granița BG-GR, granițele din sudul României, granița BG-RO. La aceste valori, fiecare OTS SEE poate aplica perioade de reducere iar valorile finale sunt transmise la OTS din RCC SEE pentru validarea granițelor BG-RO și BG-GR.

(3) TTC pe direcția BG-GR este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei (sistemele electroenergetice din Albania, FYROM, Bulgaria și Turcia) până la sistemul electroenergetic grecesc:

$$TTC_{BG-GR} = k_{BG-GR} \cdot TTC_{north\ GR\ systems-GR}$$

cu

TTC_{BG-GR}	TTC pe direcția BG-GR
k_{BG-GR}	Factorul de diviziune pentru direcția BG-GR
$TTC_{north\ GR\ systems-GR}$	TTC de la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei la sistemul electroenergetic grecesc

(4) TTC pe direcția GR-BG este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la sistemul electroenergetic grecesc până la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei (sistemele electroenergetice din Albania, FYROM, Bulgaria și Turcia):

$$TTC_{GR-BG} = k_{GR-BG} \cdot TTC_{GR-north\ GR\ systems}$$

cu

TTC_{GR-BG}	TTC pe direcția GR-BG
k_{GR-BG}	Factorul de diviziune pentru direcția GR-BG
$TTC_{GR-north\ GR\ systems}$	TTC de la sistemul electroenergetic grecesc la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei

(5) TTC pe direcția BG-RO este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la toate sistemele electroenergetice din sudul României (sistemele electroenergetice din Bulgaria și Serbia) până la sistemul electroenergetic românesc:

$$TTC_{BG-RO} = k_{BG-RO} \cdot TTC_{south\ RO\ systems-RO}$$

cu

TTC_{BG-RO}	TTC pe direcția BG-RO
k_{BG-RO}	Factorul de diviziune pentru direcția BG-RO
$TTC_{south\ RO\ systems-RO}$	TTC de la toate sistemele electroenergetice din sudul României la sistemul electroenergetic românesc

(6) TTC pe direcția RO-BG este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la sistemul electroenergetic românesc până la toate sistemele electroenergetice din sudul României (sistemele electroenergetice din Bulgaria și Serbia):

$$TTC_{RO-BG} = k_{RO-BG} \cdot TTC_{RO-south\ RO\ systems}$$

cu

TTC_{RO-BG}	TTC pe direcția RO-BG
k_{RO-BG}	Factorul de diviziune pentru direcția RO-BG
$TTC_{RO-south RO systems}$	TTC de la sistemul electroenergetic românesc la toate sistemele electroenergetice din sudul României

(7) Factorul de diviziune utilizat pentru calculul capacităților la nivel anual și lunar în anul Y se bazează pe valorile NTC din ultimii doi ani. Această metodă are în vedere prevederile art. 3 lit. h) din Regulamentul CACM, contribuind la îndeplinirea obiectivului privind respectarea necesității unei piețe de energie echitabile și ordonate și a formării unor prețuri echitabile și ordonate și asigurând distribuția echitabilă a costurilor și a beneficiilor între OTS implicați. Mai mult decât atât, metoda este în conformitate cu normele privind distribuția veniturilor din congestii (astfel cum e definită la art. 73 din Regulamentul CACM și la art. 57 din Regulamentul FCA) colectate de OTS și prin urmare nu denaturează semnalele pentru investiții primite de către OTS prin intermediul veniturilor din congestii. Factorii de diviziune utilizați în calculul NTC vor respecta siguranța în funcționare în conformitate cu prevederile art. 3 lit. c) din Regulamentul CACM, nu vor denatura semnalele pentru investiții primite de către OTS prin intermediul veniturilor din congestii și vor permite o planificare financiară rezonabilă conform prevederilor art. 73 din Regulamentul CACM.

(8) Factorul de diviziune pentru direcția BG-GR este determinat prin următoarea ecuație:

$$k_{BG-GR} = NTC_{BG-GR} / NTC_{north GR systems-GR}$$

unde:

k_{BG-GR}	factor de diviziune, exprimat ca procent, aplicat pe direcția BG-GR pentru calculul capacității pentru anul următor și luna următoare în anul Y
NTC_{BG-GR}	valoarea medie a NTC pe direcția BG-GR (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost retrasă din exploatare pentru lucrări de mentenanță) în ultimii doi ani
$NTC_{north GR systems-GR}$	valoarea medie a NTC totală pe direcția sistemele din nordul GR - GR (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost retrasă din exploatare pentru mentenanță) în ultimii doi ani

(9) Factorul de diviziune pentru direcția GR-BG este determinat prin următoarea ecuație:

$$k_{GR-BG} = NTC_{GR-BG} / NTC_{GR-north GR systems}$$

unde:

k_{GR-BG}	Factor de diviziune, exprimat ca procent, aplicat pe direcția GR-BG pentru calcularea capacității pentru anul următor și luna următoare în anul Y
NTC_{GR-BG}	Valoarea medie a NTC pe direcția GR-BG (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost retrasă din exploatare pentru mentenanță) în ultimii doi ani
$NTC_{GR-north GR systems}$	Valoarea medie a NTC totale pe direcția GR - sistemele din nordul GR (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost retrasă din exploatare pentru mentenanță) în ultimii doi ani

(10) Factorul de diviziune pe direcția BG-RO este determinat prin următoarea ecuație:

$$k_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} / NTC_{south RO systems-RO}$$

unde:

k_{BG-RO}	Factor de diviziune, exprimat ca procent, aplicat pe direcția BG-RO pentru calcularea capacității pentru anul următor și luna următoare în anul Y
NTC_{BG-RO}	Valoarea medie a NTC pe direcția BG-RO în ultimii doi ani
$NTC_{south RO systems-RO}$	Valoarea medie a NTC total pe direcția sistemele din sudul RO - RO în ultimii doi ani

(11) Factorul de diviziune pe direcția RO-BG este determinat prin următoarea ecuație:

$$k_{RO-BG} = NTC_{RO-BG} / NTC_{RO-south RO systems}$$

unde:

k_{RO-BG}	Factor de diviziune, exprimat ca procent, aplicat pe direcția RO-BG pentru calcularea capacității pentru anul următor și luna următoare în anul Y
NTC_{RO-BG}	Valoarea medie a NTC pe direcția RO-BG în ultimii doi ani
$NTC_{RO-south RO systems}$	Valoarea medie a NTC total pe direcția RO - sistemele din sudul RO în ultimii doi ani

(12) CCC din RCC SEE transmite OTS SEE valorile NTC validate după aplicarea RM definite în conformitate cu prevederile art. 6 pentru granițele BG-RO și BG-GR.

(13) NTC pe granița BG-GR se determină prin următoarele ecuații:

$$NTC_{BG-GR} = TTC_{BG-GR} - RM_{BG-GR}$$

$$NTC_{GR-BG} = TTC_{GR-BG} - RM_{GR-BG}$$

cu

NTC_{BG-GR}	NTC pe direcția BG-GR
NTC_{GR-BG}	NTC pe direcția GR-BG
TTC_{BG-GR}	TTC pe direcția BG-GR
TTC_{GR-BG}	TTC pe direcția GR-BG
RM_{BG-GR}	RM pe direcția BG-GR
RM_{GR-BG}	RM pe direcția GR-BG

(14) NTC pe granița BG-RO se determină prin următoarele ecuații:

$$NTC_{BG-RO} = TTC_{BG-RO} - RM_{BG-RO}$$

$$NTC_{RO-BG} = TTC_{RO-BG} - RM_{RO-BG}$$

cu

NTC_{BG-RO}	NTC pe direcția BG-RO
$NTC_{RO-BG} =$	NTC pe direcția RO-BG
TTC_{BG-RO}	TTC pe direcția BG-RO
TTC_{RO-BG}	TTC pe direcția RO-BG
RM_{BG-RO}	RM pe direcția BG-RO
RM_{RO-BG}	RM pe direcția RO-BG

(15) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. b) pct. (iii) din Regulamentul CACM, OTS din SEE aplică reguli pentru a lua în considerare capacitatea interzonală alocată anterior. Obiectivul acestor reguli este de a verifica ca valoarea ATC de pe fiecare graniță și direcție din RCC SEE rămâne pozitivă în cazul capacității comerciale alocate anterior.

(16) ATC, care ia în considerare AAC, se determină prin următoarele ecuații în cazul graniței BG – GR:

$$ATC_{BG-GR} = NTC_{BG-GR} - AAC_{BG-GR}$$

$$ATC_{GR-BG} = NTC_{GR-BG} - AAC_{GR-BG}$$

cu

ATC_{BG-GR}	ATC pe direcția BG-GR
NTC_{BG-GR}	NTC pe direcția BG-GR
AAC_{BG-GR}	AAC pe direcția BG-GR
AAC_{GR-BG}	AAC pe direcția GR-BG

ATC_{GR-BG}	ATC pe direcția GR-BG
NTC_{GR-BG}	NTC pe direcția GR-BG

(17) ATC , care ia în considerare AAC , se determină prin următoarele ecuații în cazul graniței BG – RO:

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} - AAC_{BG-RO}$$

$$ATC_{RO-BG} = NTC_{RO-BG} - AAC_{RO-BG}$$

cu

ATC_{BG-RO}	ATC pe direcția BG-RO
NTC_{BG-RO}	NTC pe direcția BG-RO
AAC_{BG-RO}	AAC pe direcția BG-RO
AAC_{RO-BG}	AAC pe direcția RO-BG
ATC_{RO-BG}	ATC pe direcția RO-BG
NTC_{RO-BG}	NTC pe direcția RO-BG

(18) În cazul în care valorile ATC calculate conform prevederilor art. 12 alin. (16) și ale art. 12 alin. (17) sunt negative sau zero, nu se pune la dispoziție nicio capacitate în următorul interval de timp al pieței.

Articolul 11

Proceduri de ultimă instanță

(1) În conformitate cu prevederile art. 10 alin. (7) din Regulamentul FCA, ce fac referire la prevederile art. 21 alin. (3) din Regulamentul CACM, în situația în care procesul LTCC nu poate avea rezultate, se aplică o procedură de ultimă instanță.

(2) Pentru calculul comun al capacităților la nivel anual și lunar, în situația în care are loc un incident în procesul de calcul al capacităților, iar CCC nu poate produce rezultate în termenul alocat procesului de calcul, OTS SEE convin bilateral asupra valorilor NTC din intervalul/intervalele de timp relevant/relevante.

(3) OTS SEE furnizează datele de intrare către CCC după coordonarea și validarea comună a valorilor NTC agreeate bilateral.

Articolul 12

Luarea în considerare a granițelor zonelor de ofertare din afara RCC SEE

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. b) pct. (vii) din Regulamentul CACM, OTS SEE au în vedere influențele altor RCC prin elaborarea de ipoteze privind viitoarele schimburi non-SEE în conformitate cu prevederile art. 18 alin. (3) din Regulamentul CACM și prevederile art. 19 din CGMM.

(2) Ipotezele despre schimburile non-SEE sunt luate în considerare în mod implicit în CGM relevant prin intermediul celor mai bune prognoze ale OTS non-SEE cu privire la pozițiile nete și fluxurile pe liniile HVDC, în conformitate cu prevederile art. 18 alin. (3) din Regulamentul CACM și sunt utilizate ca bază pentru calculul comun al capacităților. În RCC SEE, aceasta constituie regula pentru repartizarea capacităților de flux de putere între diferitele RCC.

Articolul 13

Publicarea și calendarul de implementare a metodologiei de calcul al capacităților

(1) OTS din RCC SEE publică prezenta metodologie de calcul al capacităților la nivel anual și lunar fără întârziere nejustificate, după ce toate autoritățile naționale de reglementare relevante au aprobat metodologia propusă sau după ce Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei a luat o hotărâre conform prevederilor art. 3 lit. f) din Regulamentul FCA.

(2) OTS din RCC SEE încep procesul de implementare a prezentei metodologii comune de calcul al capacității imediat după implementarea propunerii OTS din RCC SEE pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice, și constă în următoarele etape:

- a) testarea în paralel, internă (perioadă de 6 luni), perioadă în care OTS testează procesele operaționale pentru datele de intrare pentru calculul capacităților, procesul de calcul al capacităților și validarea capacităților și dezvoltă instrumentele și infrastructura IT adecvate;
- b) testarea în paralel, externă (perioadă de 6 luni), perioadă în care OTS vor continua testarea proceselor lor interne, precum și a instrumentelor și infrastructurii IT.

(3) Pe parcursul testării în paralel interne și externe, OTS SEE monitorizează permanent efectele și performanța aplicării prezentei metodologii. În acest scop, în coordonare cu autoritățile de reglementare din SEE, cu Agenția și părțile interesate, elaborează criteriile de monitorizare și de performanță și includ rezultatele monitorizării într-un raport trimestrial. După implementarea prezentei metodologii, rezultatele monitorizării se publică în raportul anual.

Articolul 14

Revizie și actualizări

(1) În baza prevederilor art. 3 lit. (f) din Regulamentul FCA și în conformitate cu prevederile art. 21 alin. (3) din Regulamentul FCA, care fac referire la prevederile art. 27 din Regulamentul CACM, toți OTS revizuiesc și actualizează periodic, cel puțin o dată pe an, parametrii de intrare și de ieșire prevăzuți la art. 27 alin. (4) lit. a) ÷ d) din Regulamentul CACM.

(2) În cazul în care procesul de revizuire demonstrează necesitatea actualizării metodologiei privind marjele de fiabilitate, OTS SEE publică modificările nu mai târziu de 1 lună înainte de implementare.

(3) În situația în care procesul de revizuire demonstrează necesitatea unei actualizări a limitelor de siguranță în funcționare, a elementelor critice de rețea și a contingențelor utilizate pentru datele de intrare pentru calculul capacităților conform prevederilor art. 7, OTS din RCC SEE publică modificările cu cel puțin o săptămână înainte de implementare.

(4) Revizuirea listei comune de RA luate în considerare la calculul capacităților, include cel puțin o evaluare a eficienței RA avute în vedere în timpul RAC.

(5) În cazul în care procesul de revizuire demonstrează necesitatea actualizării aplicării metodologiilor pentru determinarea mecanismelor de modificare a generării, a limitelor de siguranță în funcționare, a elementelor critice de rețea și a contingențelor prevăzute la art. 23 ÷ 24 din Regulamentul CACM, modificările trebuie publicate cu cel puțin 3 luni înainte de implementarea finală.

(6) Toate modificările parametrilor prevăzuți la art. 27 alin. (4) din Regulamentului CACM trebuie comunicate participanților la piață, autorităților de reglementare din SEE și Agenției.

(7) Impactul oricărei modificări asupra parametrilor prevăzuți la art. 27 alin. (4) lit. d) din Regulamentul CACM trebuie comunicat participanților la piața de energie electrică, autorităților de reglementare din SEE și Agenției. În cazul în care o modificare conduce la revizuirea prezentei metodologii, OTS SEE vor modifica prezenta metodologie în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM.

Articolul 15

Publicarea datelor

(1) În conformitate cu prevederile art. 3 lit. (f) din Regulamentul FCA, care au drept scop asigurarea și sporirea transparenței și fiabilității informațiilor comunicate autorităților de reglementare și participanților la piață, OTS SEE și CCC publică regulat datele privind procesul de calcul al capacităților conform prezentei metodologii, pe o platformă de comunicare online dedicată,

reprezentând toți OTS SEE și RCC SEE. Pentru a asigura participanților la piața de energie electrică o înțelegere clară a datelor publicate, OTS SEE și CCC elaborează un ghid și îl publică pe această platformă de comunicare. Acest ghid include cel puțin o descriere a fiecărei date, inclusiv unitatea acesteia și convenția implicită.

(2) OTS SEE și CCC publică următoarele date (în plus față de datele și definițiile din Regulamentul (UE) 543/2013 al Comisiei privind transmiterea și publicarea datelor de pe piețele de energie electrică), cu excepția punctului i):

- a) valorile NTC determinate pentru intervalele de timp anual și lunar;
- b) marjele de fiabilitate pentru fiecare direcție a granițelor din RCC SEE;
- c) CNEC limitative;
- d) pentru fiecare CNEC, codul EIC al CNE și al contingenței;
- e) denumirile reale ale CNEC;
- f) următoarele informații de prognoză incluse în CGM, pentru fiecare MTU și zonă de ofertare din RCC SEE:
 - i). consumul;
 - ii). producția;
 - iii). pozițiile nete.

(3) Fiecare SEE TSO poate să nu publice informațiile care dezvăluie datele privind amplasamentul, prevăzute la alin. (2) c), (2) d), (2) e), (2) f), dacă așa este solicitat de către autoritățile de reglementare competente sau de către legislația națională relevantă din motive ce țin de protecția infrastructurii critice. Într-un astfel de caz, informațiile menționate la alin. (2) d) și e) se înlocuiesc cu date de identificare anonime, ce sunt stabile pentru fiecare CNEC, de-a lungul tuturor MTU. Acest simbol de identificare anonim este utilizat și în alte comunicări OTS referitoare la CNEC, inclusiv comunicările privind retragerea din exploatare sau o investiție în rețea. Lista datelor nepublicate, conform prezentului alineat, se publică pe platforma de comunicare prevăzută la alin. (1).

(4) Orice modificare privind datele de identificare prevăzute la alin. (2) d) și alin. (3), sunt notificate public cu cel puțin cu o lună înainte de intrarea acesteia în vigoare. Notificarea include cel puțin data intrării în vigoare a noilor date de identificare și corespondența dintre datele de identificare noi și cele vechi, pentru fiecare CNEC.

(5) Autoritățile de reglementare pot solicita OTS să publice informații suplimentare. OTS relevanți publică aceste informații dacă sunt solicitate de autoritățile lor de reglementare competente. Toate autoritățile de reglementare își coordonează solicitările între ele, cu părțile interesate relevante și cu Agenția.

Articolul 16

Calitatea datelor publicate

(1) Nu mai târziu de șase luni înainte de implementarea prezentei metodologii, OTS SEE stabilesc de comun acord și publică procedura comună pentru monitorizarea și asigurarea calității și disponibilității datelor. La elaborarea acesteia, ei se coordonează cu părțile interesate relevante și cu autoritățile de reglementare din RCC SEE.

(2) Procedura prevăzută la alin. (1) este aplicată de către CCC și constă în procese continue de monitorizare și de raportare în raportul anual. Procesul continuu de monitorizare are în vedere următoarele elemente:

- a) individual, pentru fiecare OTS, și pentru RCC SEE în ansamblu: indicatorii de calitate a datelor ce descriu precizia, exactitatea, reprezentativitatea, integritatea datelor, comparabilitatea și sensibilitatea datelor;
- b) ușurința în colectarea datelor, atât la procesele manuale cât și la cele automate;
- c) efectuarea verificărilor automate de date în scopul acceptării sau respingerii automate a datelor, înainte de publicare, pe baza atributelor de date solicitate (de ex. tipul datelor, limita superioară / inferioară a valorii etc.).

Indicatorii de calitate sunt monitorizați în timpul funcționării zilnice și sunt puși la dispoziție pe platformă pentru fiecare set de date și furnizor de date, astfel încât utilizatorii datelor să poată lua în considerare aceste informații atunci când accesează și le utilizează.

(3) CCC include în raportul anual cel puțin următoarele elemente:

- a) rezumatul calității datelor transmise de către fiecare furnizor de date;
- b) evaluarea ușurinței în colectarea datelor (atât manuală cât și automată);
- c) rezultatele sondajului de satisfacție efectuat anual la părțile interesate și la autoritățile de reglementare;
- d) propunerile de îmbunătățire a calității datelor furnizate și/sau a ușurinței în colectarea datelor.

(4) OTS din RCC SEE se angajează la o valoare minimă pentru cel puțin o parte dintre indicatorii menționați la alin. (2), care să fie atinsă de fiecare OTS, în medie, în fiecare lună. În cazul în care un OTS nu reușește să îndeplinească cel puțin una dintre cerințele de calitate a datelor, acest OTS transmite către CCC, în decurs de 1 lună de la încălcarea pragului, motivele detaliate privind netransmiterea informațiilor, precum și un plan de acțiuni pentru a corecta greșelile din trecut și pentru a preveni alte erori în viitor. În termen de cel mult trei luni de la încălcarea pragului, acest plan de acțiuni trebuie să fie complet implementat, iar problema să fie rezolvată. Aceste informații se publică pe platforma online de comunicații și în raportul anual.

Articolul 17

Monitorizare, raportare și informare către autoritățile de reglementare

(1) Cu privire la secțiunea de preambul și la prevederile art. 26 alin. (5) din Regulamentul CACM, datele de monitorizare sunt transmise autorităților de reglementare din SEE ca bază pentru monitorizarea unui management al congestiilor nediscriminatoriu și eficient în cadrul SEE.

(2) Datele de monitorizare transmise constituie baza raportului semestrial transmis în conformitate cu prevederile art. 26 din Regulamentul FCA.

(3) CCC, cu sprijinul OTS din RCC SEE acolo unde este relevant, elaborează și publică un raport anual și unul trimestrial, care să îndeplinească obligațiile de raportare stabilite prin prezenta metodologie.

(4) Lista finală, exhaustivă și obligatorie, cu toate elementele de monitorizare, formatele de monitorizare respective și punctul de acces al datelor, se elaborează de OTS SEE prin cooperare cu autoritățile de reglementare. Un acord între autoritățile de reglementare din SEE și OTS SEE este încheiat nu mai târziu de trei luni înainte de implementarea prezentei metodologii.

(5) Toate informațiile tehnice și statistice aferente prezentei metodologii sunt puse la dispoziția autorităților de reglementare din RCC SEE, la solicitarea acestora.

Articolul 18

Limba

(1) Limba de referință pentru prezenta metodologie este limba engleza. Pentru a evita orice interpretare, în cazul în care OTS au nevoie să traducă prezenta metodologie în limba/limbile lor națională/naționale, în eventualitatea existenței unor neconcordanțe între versiunea în limba engleză publicată de către OTS conform prevederilor art. 9 alin. (14) din Regulamentul CACM și orice versiune în altă limbă, OTS relevanți, în conformitate cu prevederile legislației naționale, elimină orice neconcordanță și transmit autorităților naționale de reglementare relevante traducerea revizuită a prezentei metodologii.