



Decizia nr. 555 din 25.03.2025

pentru aprobarea documentului „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind primul amendament la 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,

Ținând seama de solicitarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. nr. 36401/26.07.2024, înregistrată la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 102196/30.07.2024, precum și de acordul tuturor autorităților de reglementare din regiunea de calcul al capacităților Sud-Estul Europei, exprimat în Forumul Regional Sud-Estul Europei al Reglementatorilor în Energie la data de 22 ianuarie 2025, de aprobare a documentului *„Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind primul amendament la 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”*,

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 primul amendament la 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”, prevăzut în anexa la prezenta decizie.

- Art. 2.** - Prezenta decizie se comunică Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A. și produce efecte de la data comunicării.
- Art. 3.** - 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. 4.** - 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.
- Art. 5.** - La data comunicării prezentei decizii, Decizia președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul nr. 2064/11.11.2020 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” își încetează aplicabilitatea.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
George-Sergiu NICULESCU

Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind primul amendament la 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 elaborată de toți Operatorii de Transport și de Sistem (denumiți în continuare „OTS SEE”) 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 „CCR 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”). Suplimentar, această metodologie ia în considerare structura rețelei efective și granițele dintre SEE și Țările terțe prin stabilirea de cadre contractuale bazate pe OTS-OTS pentru a include Țările terțe ca Contrapărți Tehnice. Prin urmare, această metodologie ia în considerare elementele de

* „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind primul amendament la 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 first amendment to 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 CCR 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.

rețea a Contrapărților Tehnice.

(3) Această metodologie ia în considerare principiile generale și țeluri setate în Regulamentul FCA. Asigurând folosirea optimă a infrastructurii de transport și securitatea operațională stabilită de Regulamentul FCA, solicită includerea procesului Țărilor terțe din RCC din SEE. Obiectivele regulamentului FCA nu pot fi atinse altfel decât incluzând elenetele de rețea ale Țărilor terțe. Această includere este în concordanță cu Articolul 13 a Regulamentului (EU) 2017/1485 din 2 August 2017 al Comisiei Europene care stabilește un ghid privind funcționarea sistemului de transport al energiei electrice (denumită în continuare “Regulamentul SOGL”), cu condiția ca OTS-urile EU trebuie să stabilească “cooperare privind securitatea funcționării sistemului” cu OTS-urile din afara EU care aparțin unei aceleași zone sincrone prin intermediul unui acord cu OTS-urile din afara EU. Pentru a se conforma cu cerințele formulate de Regulamentul EU, această metodologie include Țările terțe ca și Contrapărți Tehnice. OTS-urile din RCC din SEE vor concluziona la un acord cu Contrapărțile Tehnice. Înțelegerea dintre OTS-urile din RCC din SEE și Contrapărțile Tehnice vor include dispozițiile metodologiei LT CCC și se asigură că Contrapărțile Tehnice sunt legate contractual de aceleași obligații ca cele și cele obligatorii pentru OTS-urile din RCC din SEE în virtutea Regulamentelor EU. Un astfel de acord va guverna obligațiile reciproce și responsabilitățile Contrapartidelor Tehnice cu OTS-urile din RCC din SEE în legătură cu procesul de calcul de capacitate.

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

(5) 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.

(6) 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 CCR SEE, asigurând astfel un mediu concurențial echitabil între participanții la piață.

(7) LT CCM pentru CCR 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 SEE și Calculatorul Capacității Coordonate din CCR SEE (CCC SEE).

(8) LT CCM pentru CCR 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.

(9) Prevederile LT CCM pentru CCR SEE conduc la asigurarea unui tratament nediscriminatoriu al OTS din CCR 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.

(10) Prezenta LT CCM pentru CCR 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.

(11) LT CCM pentru CCR 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).

(12) 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).

(13) În concluzie, LT CCM contribuie la obiectivele generale din Regulamentul FCA.

(14) 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 LT CCM:

„(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) 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 11;

(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 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“.

(15) În conformitate cu prevederile art. 9 din Regulamentul FCA, OTS SEE se asigură de calculul capacității interzonale pe termen lung pentru fiecare interval de timp pe termen lung și cel puțin pentru

intervalele de timp anuale și lunare.

(16) Art. 10 alin. (1) din Regulamentul FCA prevede termenul limită pentru transmiterea LT CCM, 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.

(17) În conformitate cu prevederile art. 10 alin. (2) din Regulamentul FCA, metoda ce va fi 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.

(18) Art. 10 alin. (3) din Regulamentul FCA prevede ca LT CCM 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.

(19) 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”.

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

(21) LT CCM 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.

(22) 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. 4 alin. (12) din Regulamentul FCA.

(23) 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.

(24) 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.

(25) 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 CCR 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. 10 din Regulamentul FCA, iar capacitatea este calculată pentru fiecare interval de timp de alocare a capacității și cel puțin pentru intervalele de timp anual și lunar, pentru granițele zonelor de ofertare din CCR 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 FCA, art. 2 din CACM, art. 2 din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (denumit în continuare Regulamentul SO), art. 2 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, 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 și la art. 2 din metodologia comună de calcul al capacităților elaborată în CCR SEE în conformitate cu prevederile art. 20 alin. (2) din Regulamentul CACM (denumită în continuare „DA&ID 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 CCR 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. „CCR” 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;
9. ,CNEC' reprezintă elementul critic de rețea cu o contingență;
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. ,GSK' reprezintă mecanismul de modificare a generării, așa cum este definit la art. 2 pct. (12) din Regulamentul CACM;
17. ,HVDC' reprezintă un element de rețea de înaltă tensiune în curent continuu;
18. ,I_{max}' reprezintă curentul maxim admisibil;
19. ,JAO' reprezintă Biroul Comun de Alocare;
20. ,LT' reprezintă intervalul de timp al pieței pe termen lung;
21. ,LTA' reprezintă capacitatea alocată pe termen lung, însemnând capacitatea alocată ca rezultat al calculului capacităților pe termen lung în CCR SEE;
22. ,Proces LT CC' înseamnă procesul de calcul al capacităților pe termen lung;
23. ,LTN' reprezintă capacitățile pe termen lung nominalizate, însemnând nominalizarea pe termen lung a capacității alocate pe termen lung;
24. ,MTU' reprezintă unitatea de timp a pieței; definiția pentru ,ora pieței' este prevăzută la art. 2 pct. (15) din Regulamentul CACM;
25. ,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;
26. ,PST' reprezintă transformator defazor;
27. ,RA' reprezintă acțiunea de remedii;
28. ,RM' reprezintă marja de fiabilitate;
29. 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”);

30. „NRAs SEE” reprezintă Autoritățile Naționale de Reglementare din CCR SEE;

31. „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.

(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

(1) Prezenta metodologie comună de calcul al capacităților se aplică strict calculului comun al capacităților la nivel anual și lunar în cadrul CCR 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.

(2) Această metodologie se va aplica de asemenea OTS-urilor țărilor terțe, dacă aceste OTS-uri au semnat un acord cu toate OTS-urile din SEE că se vor conforma cu această metodologie și acceptă toate drepturile și obligațiile care decurg din ea. În acest caz referința către OTS-urile din SEE și RCC din SEE în această metodologie va include de asemenea aceste OTS-uri ale țărilor terțe.

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 metoda bazată pe metodologia coordonată NTC, în conformitate cu prevederile art. 10 alin. (2) din Regulamentul FCA.

(2) Fiecare OTS din CCR SEE transmite fără întârziere la CCC SEE următoarele date de intrare inițiale:

- a) limitele siguranței în funcționare și contingențele conform prevederilor art. 6;
- b) *RM* în conformitate cu prevederile art. 5;

c) GSK în conformitate cu prevederile art. 7.

(3) Calculul capacității pe termen lung are la bază o serie de scenarii comune elaborate conform prevederilor art. 9.

(4) Pentru calculul comun al capacității pe termen lung din CCR SEE, făcută de CCC SEE, fluxul procesului de înalt nivel include cinci etape până la stabilirea domeniului final CNTC pentru intervalul de timp relevant al pieței:

a) mai întâi, pentru datele de intrare de la calculul capacității definite la art. 4 alin. (2) se va efectua verificarea calității de către CCC SEE;

b) a 2-a etapă constă în determinarea CNEC relevante conform prevederilor art. 6 alin. (4) folosite în timpul calculului comun al capacității;

c) a 3-a etapă înseamnă determinarea valorilor NTC pentru fiecare direcție și graniță din CCR SEE conform prevederilor art. 10;

d) a 4-a etapă constă în validarea capacităților inter-zonale de către OTS din SEE conform prevederilor art. 11;

e) în cele din urmă se calculează valorile ATC pentru intervalul relevant de timp al pieței conform prevederilor art. 12.

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 RM este de a acoperi un nivel de risc indus de aceste erori de prognoză.

(2) Fiecare OTS SEE va furniza CCC RM ce va fi utilizată în calculul capacităților pe termen lung.

(3) OTS SEE vor folosi la calculul comun al capacității pe termen lung, aceeași RM utilizată la calculele pentru ziua următoare, prevăzute în SEE DA&ID CCM.

(4) Valorile RM se actualizează anual și rămân fixe până la următoarea actualizare.

Articolul 6

Metodologii pentru limitele siguranței în funcționare și contingente

(1) Fiecare OTS din CCR SEE definește o listă cu CNE propuse, care ar putea fi total sau parțial localizate în propria sa arie de control. Lista de CNE se transmite CCC SEE, care monitorizează CNE

pe parcursul procesului de calcul coordonat al NTC. Această listă se actualizează cel puțin anual, iar în caz de modificări topologice (PIF pentru elemente noi de rețea în zona de observabilitate a fiecărui OTS SEE) conform prevederilor art. 14. Un CNE este un element de rețea impactat semnificativ de comercializările inter-zonale din SEE, supervizate în anumite condiții de funcționare, așa-numitele contingente. Un CNE poate fi un element inter-zonal sau un element intern din rețea. Acele elemente pot fi o linie aeriană, un cablu subteran sau un transformator.

(2) Fiecare OTS din CCR SEE definește o listă de contingente propuse, utilizată în analiza siguranței în funcționare conform prevederilor art. 33 din Regulamentul SO, limitate la relevanța lor pentru setul de CNE definite la art. 6 alin. (1) și conform prevederilor art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. Contingentele unui OTS SEE vor fi situate în zona de observabilitate a acelui OTS SEE. Această listă se actualizează cel puțin anual dar și în cazul unor modificări în topologia rețelei OTS (PIF de elemente noi în rețea din zona de observabilitate a fiecărui OTS) în conformitate cu prevederile art. 14.

O contingență poate fi oprirea neplanificată a:

- unei linii, unui cablu sau a unui transformator;
- unei bare;
- unei unități generatoare;
- unui loc de consum; sau
- a unui set din contingentele menționate mai sus.

(3) Fiecare OTS din CCR SEE asociază contingentele stabilite conform prevederilor art. 6 alin. (2) cu CNE stabilite conform prevederilor art. 6 alin. (1) aplicând regulile stabilite conform prevederilor art. 75 din Regulamentul SO. Până la stabilirea unor astfel de reguli și intrarea lor în vigoare, asocierea contingentelor cu CNE se bazează pe practica operațională a fiecărui OTS SEE.

(4) Fiecare OTS din CCR SEE transmite CCC SEE o listă de CNEC propuse. CCC SEE fuzionează lista de CNEC transmisă de toți OTS SEE într-o singură listă, care constituie lista inițială de CNEC.

(5) Pentru calculul capacității, OTS SEE monitorizează doar CNEC semnificativ impactate de schimburile interzonale de putere. Selecția acelor CNEC o va efectua CCC conform regulilor descrise în articolul 7a din SEE DA&ID CCM. OTS vor investiga dacă nu cumva poate fi luat în considerare un prag mai mare de sensibilitate garantând totodată securitatea furnizării, ca o măsură pe termen mediu. Se va transmite un studiu la autoritățile relevante de reglementare în decurs de 3 luni după strângerea datelor timp de 1 an de la data aplicării practice a calculării capacității LT. OTS vor lua în considerare investiții eficiente ca măsură pe termen lung.

(6) OTS SEE transmit limitele siguranței în funcționare CCC SEE pentru fiecare CNEC, fiecare interval de timp de calcul al capacității pe termen lung și fiecare scenariu. OTS SEE respectă limitele siguranței în funcționare utilizate în analiza siguranței în funcționare efectuată conform prevederilor art. 72 din Regulamentul SO. Limitele siguranței în funcționare utilizate la calculul comun al capacității sunt aceleași cu cele utilizate la analiza siguranței în funcționare, prin urmare nu sunt necesare descrieri suplimentare conform prevederilor art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. În mod deosebit:

a) OTS SEE respectă limita curentului maxim admisibil (I_{max}) care este limita fizică a unui CNE conform cu politica siguranței în funcționare prevăzută la art. 25 din Regulamentul SO. Curentul maxim admisibil poate fi definit prin:

- (i) limitele fixe pentru toate MTU (unitățile de timp ale pieței) din fiecare anotimp;
- (ii) limitele fixe pentru toate MTU în cazul transformatoarelor și anumitor tipuri de conductori care nu sunt sensibili la condițiile de mediu;
- (iii) limitele fixe ale tuturor MTU în cazul anumitor situații în care limita fizică reflectă capacitatea echipamentelor din stație (întreruptor, transformator de curent sau separator).

b) I_{max} reprezintă doar proprietățile fizice reale ale CNE și nu va fi redus prin vreo marjă de securitate deoarece toate incertitudinile de la calculul comun al capacității sunt acoperite de RM de la fiecare CNEC conform prevederilor art. 5.

(7) OTS SEE nu aplică constrângeri de alocare.

(8) OTS SEE revizuiesc și actualizează în fiecare an aplicarea metodologiilor de determinare a limitelor siguranței în funcționare, a listei de CNE, contingente și respectiv lista CNEC conform prevederilor art. 16.

Articolul 7

Metodologia pentru mecanisme 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 GSK:

- a) OTS SEE au în vedere informațiile disponibile despre generare, disponibile din CGM 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.

(8) GSK-urile sunt transmise la SEE 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 (inclusiv perioadele de testare) iar dacă vor considera necesar, solicită modificarea acestuia.

(9)OTS SEE revizuiesc și actualizează aplicarea metodologiei pentru mecanismele de modificare a producției în fiecare an conform prevederilor art. 16.

Articolul 8

Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacității

(1) RA definite de fiecare OTS SEE sunt preventive (pre-eroare) sau curative (post-eroare), adică afectând toate CNEC, respectiv doar cazurile pre-definite de contingență. Calculul capacității ar putea să ia în considerare doar RA care nu implică costuri, ce pot fi modelate. OTS SEE ar putea utiliza următoarele RA care nu implică costuri, dar care nu sunt limitate la:

- a) schimbarea poziției plotului unui PST (transformator schimbător de fază),
- b) acțiune topologică: deschiderea sau închiderea unei linii sau a mai multora, cablu(-ri), transformator(-oare), cuplă(-e) de bară, sau comutarea unui sau a mai multor elemente de rețea de la o bară sau alta, conectarea / deconectarea bobinei (-elor), condensatoarelor.
- c) Modificarea intervalului de timp pentru retragerile planificate în RCC din SEE, după agrearea cu OTS-urile implicate.

(2) OTS SEE utilizează RA în timpul actualizărilor CGM cu cel mai recent plan de retragere din exploatare disponibil conform prevederilor art. 9 sau pe parcursul validării locale conform prevederilor art. 11.

(3) OTS SEE nu utilizează RA în timpul calculului TTC conform prevederilor art. 10.

Articolul 9

Scenarii

(1)În conformitate cu prevederile art. 19 din Regulamentul FCA, care fac referire la prevederile art. 10 din Regulamentul FCA, toți OTS din CCR 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 CGM 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 SEE 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 RA 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. Intervalele de timp vor fi selectate urmând criteriul numărului cel mai mare de retrageri în zona de RCC din SEE. Pentru intervalele de timp selectate toate retragerile planificate din Europa Continentală vor fi adăugate în concordanță cu Planul de Indisponibilitatea bazei de date OPC (24 de intervale de timp pentru anul următor și respectiv 8-10 intervale de timp pentru luna următoare pentru palierele de vârf și/sau gol).

(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. În cazul în care după introducerea retragerilor planificate, în timpul verificării congestiei apar suprasarcini elementele incluse în lista CNEC, OTS-urile din SEE se vor strădui să îndeplinescă criteriul de securitate (criteriul N-1) folosind RA fără costuri. În cazul în care după aplicarea tuturor retragerilor fără cost calculul nu se finalizează prin executarea regimului permanent în AC, retragerile planificate ale OTS-urilor din afara zonei SEE din Europa Continentală nu vor fi mapate în CGM-uri.

(6) După obținerea CGM-urilor fără congestii (criteriul de securitate îndeplinit), calculul de capacitate va fi efectuat. Va fi selectat cea mai capacitate dintre toate capacitățile calculate la intervale de timp pentru procesele pentru anul următor și luna următoare. O excepție de la cele menționate anterior este situația în care două OTS-uri sunt conectate printr-o singură linie de interconexiune și este considerată retragerea planificată pentru linia de interconexiune pe perioada considerată.

(7) Se pot aplica perioade de reducere a valorilor NTC care pot fi aplicate (în cadrul intervalelor anuale și lunare) în funcție de topologia rețelei rezultată din retragerile planificate critice sau linii de interconexiune retrase din exploatare.

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 din SEE definește valorile TTC și NTC pentru fiecare interval de timp pentru granițele din nordul Greciei și granițele din sudul României și valorile NTC pentru fiecare interval de timp pentru granițe BG-GR și granița BG-RO pentru ambele direcții de import și export. La aceste valori, fiecare OTS din SEE poate aplica perioade de reducere iar valorile finale sunt transmise la OTS din RCC din SEE pentru validarea granițelor BG-RO și BG-GR.

(3) Valoarea NTC totală pentru granițele din nordul Greciei (NGR) este valoarea totală calculată TTC pentru granițele NGR redusă de marja de siguranță pentru granițele NGR.

$$NTC_{north\ GR\ systems-GR} = TTC_{north\ GR\ systems-GR} - RM_{north\ GR\ systems-GR}$$

(4) Valoarea NTC totală pentru granițele din sudul României (SRO) este valoarea totală calculată TTC pentru granițele SRO redusă de marja de siguranță pentru granițele SRO.

$$NTC_{south\ RO\ systems-RO} = TTC_{south\ ro\ systems-RO} - RM_{south\ RO\ systems-RO}$$

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

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

cu

NTC_{BG-GR}

NTC pe direcția BG-GR

k_{BG-GR}

Factorul de diviziune pentru direcția BG-GR

$NTC_{north\ GR\ systems-GR}$

NTC de la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei la sistemul electroenergetic grecesc

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

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

cu

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

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

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

cu

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

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

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

cu

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

(9) Factorul de diviziune utilizat pentru calculul capacităților la nivel anual și lunar în anul Y se bazează pe valorile NTC din ultimii doi ani înainte de implementarea metodologiei. Această metodă are în vedere prevederile art. 3 lit. e) din Regulamentul FCA, contribuind la îndeplinirea obiectivului privind respectarea necesității unei piețe de energie echitabile și ordonate și a formării unor prețuri echitabile și ordonate și asigurând distribuirea echitabilă a costurilor și a beneficiilor între OTS implicați. Mai mult decât atât, metoda este în conformitate cu normele privind distribuirea 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. OTS-urile pot amenda factori de diviziune cu alte valori decât cele descrise înainte cu justificare către Autoritățile de Reglementare (de exemplu când vor fi în funcțiune linii noi de interconexiune, atunci când condițiile pieței și ale sistemului justifică modificări după acordul tuturor OTS-urilor implicați).

(10) 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 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

(11) 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 în ultimii doi ani
$NTC_{GR-north\ GR\ systems}$	Valoarea medie a NTC totale pe direcția GR - sistemele din nordul GR în ultimii doi ani

(12) 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

(13) 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

(14) CCC din CCR SEE transmite OTS SEE valorile NTC validate definite în conformitate cu prevederile art. 6 pentru granițele BG-RO și BG-GR.

Articolul 11

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 CCR 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 Regulamentul SO;
- 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 SEE, 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 consideră limitele siguranței în funcționare având în vedere informații noi și relevante obținute ulterior calculului cel mai recent al capacității. Prin urmare, OTS

SEE utilizează instrumente elaborate de SEE CCC pentru analiză dar, de asemenea, pot utiliza și instrumente de verificare care nu sunt disponibile SEE CCC.

(3) În cazul în care OTS SEE descoperă erori în capacitatea inter-zonală transmisă spre validare, OTS SEE relevant trimite date de intrare actualizate la CCC SEE pentru recalcularea capacităților interzonale. CCC SEE repetă calculul cu datele de intrare actualizate și trimite capacitățile recalculate spre o altă validare.

(4) Atunci când unul sau mai mulți OTS SEE nu validează capacitatea interzonală calculată, respectivul/respectivii OTS comunică SEE 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.

(5) Orice reducere a capacităților interzonale în timpul procesului de validare este comunicată și justificată participanților la piață și autorităților naționale de reglementare din SEE. 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 (adică 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 contingentei; 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 SEE OTS diferiți, precum și măsurile generale pentru a evita pe viitor reducerea de capacitate.

(6) SEE 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 SEE.

Articolul 12

Capacitate disponibilă de transport pentru intervalele de timp anual și lunar ale pieței

(1) Valorile ATC pentru intervalul de timp anual al pieței sunt egale cu valorile NTC determinate conform prevederilor art. 10 alin. (13) și alin. (14).

(2) SEE OTS sau o entitate delegată de SEE OTS, transmite SEE CCC, fără întârziere, pentru fiecare MTU, capacitatea alocată anual.

(3) Valorile ATC pentru intervalul de timp lunar al pieței , 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

(4) 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

Articolul 13

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 de capacitate pentru anul următor și luna următoare, când apare un incident în procesul de calcul de capacitate și CCC din SEE nu este capabil să producă rezultate în timpul alocat pentru procesul de calcul, OTS+urile din SEE vor agreea bilateral valorile NTC pentru intervalele de

timp relevante.

(3) 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 SEE CCC nu poate produce rezultate în termenul alocat procesului de calcul, OTS SEE convin bilateral asupra valorilor NTC din intervalul de timp relevant/relevante.

(4) OTS din CCR SEE utilizează în procesul anual drept procedură de ultimă instanță valorile anuale coordonate din anul anterior, ca punct de pornire. Apoi OTS SEE mai întâi validează bilateral aceste valori NTC (aceasta ar putea implica ca o CNTC să fie mai mică din cauza unor situații diferite prevăzute în topologie); în al doilea rând aceste valori vor fi discutate și agreeate într-o reuniune de coordonare a OTS SEE (care se poate califica și ca validare conform prevederilor art. 15 din Regulamentul FCA) aceasta din urmă asigură coordonarea și a NTC din procedura de ultimă instanță.

(5) Procedura de ultimă instanță pentru procesul lunar ia în considerare capacitatea rămasă de la procesul anual în luna respectivă, precum și valorile lunare coordonate din anul următor, în aceea lună. Ulterior, OTS SEE, luând în considerare diferite situații topologice prevăzute, vor valida bilateral aceste valori NTC. Valorile aprite bilateral se dezbate într-o a doua fază și se agreează printr-o reuniune de coordonare a OTS SEE.

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

Articolul 14

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

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. b) pct. (vii) din Regulamentul CACM, OTS SEE au în vedere influențele altor CCR 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 CCR SEE, aceasta constituie regula pentru repartizarea capacităților de flux de putere între diferitele CCR.

Articolul 15

Publicarea și calendarul de implementare a metodologiei de calcul al capacităților

(1)OTS 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. 4 alin. (9), (10) și alin. (11) din Regulamentul FCA.

(2)OTS SEE implementează LT CCM nu mai târziu de 01.01.2025. Procesul de implementare include următoarele etape:

- a) testarea în paralel, perioadă în care OTS SEE 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 3 luni), perioadă în care OTS SEE 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 16

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. 6, OTS SEE publică modificările cu cel puțin o săptămână înainte de implementare.

(4)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. 12 ÷ 13 din Regulamentul FCA, modificările trebuie publicate cu cel puțin 3 luni înainte de implementarea finală.

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

(6) 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. 4 alin. (12) din Regulamentul FCA.

Articolul 17

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 SEE CCC publică regulat datele privind procesul de calcul al capacităților conform prezentei metodologii, pe o platformă de comunicare online dedicată, reprezentând toți OTS SEE. Pentru a asigura participanților la piața de energie electrică o înțelegere clară a datelor publicate, OTS SEE și SEE 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 SEE 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 CCR 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 și zona de ofertare din CCR 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 acestora 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 18

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 CCR 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 CCR 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) SEE 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 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 SEE 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 19

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) SEE CCC, cu sprijinul OTS 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 din SEE. 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 CCR SEE, la solicitarea acestora.

Articolul 20

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. 4 alin. (13) din Regulamentul FCA 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.