



**Decizia nr. 1155 din 09.06.2021**

**pentru aprobarea documentului „Primul amendament la metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare din regiunea de calcul al capacităților CORE în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”**

Având în vedere prevederile art. 9 alin. (5), alin. (7) lit. a) și alin. (10) din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, cu modificările și completările ulterioare, 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. 3818/27.01.2021, înregistrată la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 9574/28.01.2021 și de acordul tuturor autorităților de reglementare din regiunea de calcul al capacităților CORE, exprimat în Forumul Regional CORE al Reglementatorilor în Energie în data de 17 mai 2021, de aprobare a documentului „Primul amendament la metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare din regiunea de calcul al capacităților CORE în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”, astfel cum a fost amendat de autoritățile de reglementare din regiunea de calcul al capacităților CORE în temeiul prevederilor art. 5 alin. (6) din Regulamentul (UE) 2019/942 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 de instituire a Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (reformare),

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 „Primul amendament la metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare din regiunea de calcul al capacităților CORE în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”, 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**

**Primul amendament la metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare din regiunea de calcul al capacităților CORE în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor<sup>1</sup>**

**Preambul**

(1) Prezentul document stabilește metodologia de calcul al capacităților în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „Regulamentul CACM”). Prezenta metodologie este denumită în continuare „metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare”.

(2) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare ia în considerare principiile generale și obiectivele stabilite prin Regulamentul CACM, precum și prin Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (numit în continuare „Regulamentul (CE) nr. 714/2009”). Obiectivul Regulamentului CACM este de a coordona și armoniza calculul și alocarea capacităților pe piețele interzonale pentru ziua următoare și intrazilnică. În acest scop, sunt stabilite cerințe privind elaborarea unei metodologii comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare cu scopul de a asigura o alocare a capacităților eficientă, transparentă și nediscriminatorie.

(3) În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (9) din Regulamentul CACM, impactul preconizat al metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare asupra obiectivelor Regulamentului CACM trebuie să fie descris și este prezentat mai jos.

(4) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivului privind promovarea concurenței efective în generarea, comercializarea și furnizarea energiei electrice [art. 3 alin. (a) din Regulamentul CACM], întrucât aceeași metodologie comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare se va aplica tuturor participanților la piață pe toate

---

<sup>1</sup> „Primul amendament la metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare din regiunea de calcul al capacităților CORE în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor” reprezintă traducerea din limba engleză în limba română a documentului „First amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region in accordance with article 20ff. of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24th July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management”, elaborat în comun de către toți operatorii de transport și de sistem din CCR CORE, transmis spre aprobare autorităților naționale de reglementare în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „Regulamentul CACM”), și modificat de către autoritățile de reglementare în temeiul prevederilor art. 5 alin. (6) din Regulamentul (UE) 2019/942 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 de instituire a Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (reformare).

granițele zonelor de ofertare respective din CCR Core, asigurând astfel condiții de concurență echitabile în rândul respectivilor participanți la piață. Participanții la piață vor avea acces, în același timp și în mod transparent, la aceleași informații fiabile privind capacitățile interzonale și restricțiile de alocare pentru ziua următoare.

(5) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la utilizarea optimă a infrastructurii de transport și la asigurarea siguranței în funcționare [art. 3 lit. (b) și (c) din Regulamentul CACM] întrucât metoda bazată pe fluxuri are drept scop să asigure capacitatea maxim disponibilă participanților la piață pentru ziua următoare în limitele siguranței în funcționare.

(6) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la evitarea limitării capacității interzonale în scopul soluționării congestiilor din interiorul ariilor de control, prin (i) definirea unor criterii clare prin care elementele de rețea localizate în interiorul zonele de ofertare să poată fi considerate ca limitând calculul de capacitate și (ii) la asigurarea unei marje minime disponibile pentru schimbările comerciale, asigurând în același timp siguranța în funcționare art. 3 lit. (a)÷ (c) din Regulamentul CACM și pct. 1(7) din Anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009].

(7) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivului de optimizare a alocării capacităților interzonale [art. 3 lit. (d) din Regulamentul CACM], întrucât utilizează metoda pe bază de fluxuri, care optimizează modul în care sunt alocate capacitățile interzonale către participanții la piață și deoarece facilitează eficiența gestionării congestiilor comparând alocarea capacității cu alte alternative de gestionare a congestiilor, precum aplicarea acțiunilor de remediere, reconfigurarea zonei de ofertare și investițiile în rețea.

(8) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare este concepută pentru a asigura tratamentul echitabil și nediscriminatoriu al OTS, al operatorilor pieței de energie electrică desemnați („OPEED”), a Agenției, autorităților de reglementare și participanților la piață [art. 3 lit. (e) din Regulamentul CACM], întrucât metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare este elaborată și adoptată printr-un proces care asigură implicarea tuturor factorilor interesați relevanți și independența procesului de aprobare.

(9) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare determină principiile și procesele principale ale orizontului de timp pentru ziua următoare. Aceasta prevede ca OTS din Core să ofere participanților la piață informații fiabile privind capacitățile interzonale și restricțiile de alocare pentru ziua următoare, în mod transparent și simultan. Aceasta include informații despre toate etapele calculului de capacitate și raportarea regulată a proceselor specifice din cadrul calculului capacității. Prin urmare, metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivului privind transparența și fiabilitatea informațiilor [art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM].

(10) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare prevede cerințe de utilizare eficientă a infrastructurii existente de energie electrică și facilitează accesul competitiv și nediscriminatoriu la infrastructura de transport, în special în caz de congestii. Prezenta metodologie asigură un semnal pe termen lung pentru investiții eficiente în transport, generare și consum și

contribuie astfel la funcționarea eficientă pe termen lung și la dezvoltarea sistemului de transport al energiei și a sectorului energiei electrice din Uniune [art. 3 lit. (g) din Regulamentul CACM].

(11) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie de asemenea la îndeplinirea obiectivului de a respecta necesitatea unei piețe echitabile și ordonate și a unei formări a prețurilor echitabile și ordonate [art. 3 lit. (h) din Regulamentul CACM] prin punerea la dispoziție în timp util a informațiilor despre capacitățile interzonale ce vor fi puse la dispoziția pieței, prin maximizarea capacităților interzonale disponibile și asigurarea unei soluții de ultimă instanță în cazul în care calculul capacităților nu asigură parametri pe bază de flux.

(12) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare facilitează condiții de concurență echitabile pentru OPEED [art. 3 lit. (i) din Regulamentul CACM] întrucât toți OPEED și toți participanții acestora la piață vor avea aceleași reguli și vor beneficia de același tratament nediscriminatoriu (inclusiv privind calendarul de implementare, schimburile de date, formatele rezultatelor etc.) în cadrul CCR Core.

(13) În cele din urmă, metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivului privind asigurarea unui acces nediscriminatoriu la capacitatea interzonală [art. 3 lit. (j) din Regulamentul CACM] prin asigurarea unei metode transparente și nediscriminatorii în ceea ce privește facilitarea alocării capacităților interzonale.

(14) În concluzie, metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivelor generale ale Regulamentului CACM în beneficiul tuturor participanților la piață și al consumatorilor finali de energie electrică.

(15) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare este structurată în trei etape: (i) definiția și furnizarea datelor de intrare pentru calculul capacităților de către OTS din Core, inclusiv principiile implicite și metodele de calcul al acestor date de intrare, (ii) etapa de calcul al capacităților prin calculatorul capacității coordonate în colaborare cu OTS din Core, și (iii) validarea capacității de către OTS din Core prin coordonare cu calculatorul capacității coordonate. Rolurile și responsabilitățile OTS din Core și ale calculatorului capacității coordonate trebuie să fie definite clar.

(16) Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare are la bază modelele de prognoză ale sistemului de transport. Datele de intrare sunt create cu două zile înainte de data livrării energiei electrice împreună cu informațiile disponibile din acel moment. Prin urmare, rezultatele sunt pasibile de inadvertențe și incertitudini. Scopul marjei de fiabilitate este acela de a acoperi un nivel de risc indus de aceste erori de prognoză.

(17) Metodologia aplică soluții temporare pentru marjele de fiabilitate, mecanismele de modificare a generării și restricțiile de alocare. În ceea ce privește marja de fiabilitate, primul calcul real se poate efectua doar după ce se dobândește o oarecare experiență operațională prin aplicarea acestei metodologii. La mecanismele de modificare a generării, OTS au iarăși nevoie de ceva experiență operațională spre a le putea îmbunătăți. Prin urmare, definiția finală a acestor date de intrare de la calculul capacităților trebuie revizuită și redefinită dacă e necesar, după implementarea prezentei metodologii.

(18) Unele limite ale siguranței în funcționare pot fi transformate în limitări ale fluxurilor de putere activă de pe elementele critice din rețea, pe când altele nu pot fi astfel schimbate ci doar modelate drept restricții de alocare. Unele limite ale siguranței în funcționare (precum frecvența, tensiunea și stabilitatea dinamică) depind de nivelul generării și al consumului dintr-o anumită zonă de ofertare, iar acestea nu pot fi controlate prin fluxul de putere activă de pe elementele critice din rețea. Astfel, limitările specifice de la producere și consum sunt necesare, fiind exprimate ca restricții maxime de import și export ale zonelor de ofertare. Prin urmare restricțiile externe sunt un tip de restricții de alocare ce limitează importul și exportul total al zonei de ofertare. Cu toate acestea, având în vedere lipsa unei justificări juridice și tehnice adecvate pentru aceste restricții de alocare, aplicarea lor este luată în considerare în prezenta metodologie ca o soluție temporară spre a permite OTS să exploreze soluții alternative pentru problemele existente. În cazul în care niciuna dintre soluțiile alternative nu este mai eficientă pentru a aborda problemele existente, OTS respectivi pot propune totuși să continue să le aplice.

(19) Pentru a evita o discriminare neavenită între schimburile interne și cele interzonale (precum și discriminarea implicită dintre participanții la piață ce fac schimburi comerciale într-o zonă de ofertare sau între zone de ofertare) prezenta metodologie introduce două măsuri importante. Prima măsură intenționează să limiteze situațiile în care schimburile interzonale sunt limitate prin congestii din zonele de ofertare. A doua măsură are drept scop minimalizarea nivelului la care este redusă capacitatea interzonală prin fluxurile ce rezultă din schimburile dintr-o zonă de ofertare pe elemente de rețea localizate în acea zonă (adică fluxurile interne) sau pe elemente de rețea de pe granițele zonelor de ofertare și în interiorul zonelor vecine de ofertare (adică fluxuri în buclă).

(20) În modelul de gestionare zonală a congestiei stabilit prin Regulamentul CACM, zonele de ofertare trebuie stabilite în așa fel încât să se producă congestii fizice doar pe elemente de rețea localizate pe granițele acelor zone de ofertare. Elementele de rețea localizate în interiorul zonelor de ofertare trebuie deci a priori să nu limiteze capacitatea interzonală și prin urmare nu trebuie luate în considerare la calculul capacităților. Cu toate acestea în momentul adoptării prezentei metodologii unele elemente de rețea localizate în zonele de ofertare din Core sunt deseori congestionate și astfel OTS au nevoie de o perioadă de tranziție spre a trece treptat de la limitarea capacității interzonale, ca metodă principală de abordare a acestor congestii interne, la alte metode prin care congestiile interne să limiteze capacitatea interzonală numai atunci când aceasta este soluția cea mai eficientă având în vedere și alte alternative (precum acțiuni de remediere, reconfigurarea zonelor de ofertare sau a investițiilor în rețea). Numai în cazul în care acele alternative se dovedesc ineficiente OTS trebuie să poată continua să abordeze congestiile interne prin limitarea capacității interzonale dincolo de perioada de tranziție.

(21) În rețelele de energie electrică intens buclate schimburile în interiorul zonelor de ofertare crează fluxuri prin alte zone de ofertare (adică fluxuri în buclă), care pot reduce semnificativ capacitatea de schimburi comerciale între zonele de ofertare. Pentru a evita o discriminare neavenită între schimburile interne și cele interzonale această metodologie țintește să minimalizeze impactul

negativ al acestor fluxuri în buclă. Aceasta se realizează în primul rând permițând OTS să definească setările inițiale ale acțiunilor de remediere spre a reduce fluxurile în buclă de pe interconexiunile lor. Aceste acțiuni de remediere sunt apoi coordonate prin calculul capacităților cu o constrângere de a nu crește fluxurile în buclă dincolo de un prag definit. Această măsură este necesară pentru a evita discriminarea neavenită în cazurile în care coordonarea acțiunilor de remediere ar crește semnificativ fluxurile în buclă spre a aborda congestiile din zonele de ofertare. Dat fiind că această primă măsură este opțională pentru OTS, a doua măsură intenționează să asigure că rezultatul final de la calculul capacităților respectă pragurile agreeate pentru capacitățile interzonale disponibile, acolo unde există praguri stabilite prin limitarea numărului și mărimii variabilelor ce reduc capacitățile interzonale. În acest scop, cel puțin 70% din capacitatea tehnică a elementelor critice de rețea avute în vedere la calculul capacităților trebuie să fie disponibilă pentru comerț interzonal în toate CCR în orizontul de timp pe ziua următoare. Cu toate acestea în caz de excepții sau abateri permise conform legislației relevante din Uniune, valoarea țintă de 70% ar putea fi temporar înlocuită printr-o traiectorie liniară.

(22) În ciuda aplicării coordonate a calculului capacităților, OTS rămân responsabili să mențină siguranța în funcționare. Din acest motiv ei au nevoie să valideze capacitățile interzonale calculate pentru a se asigura că nu încalcă limitele siguranței în funcționare. Această validare se realizează mai întâi în mod coordonat cu scopul de a verifica dacă aplicarea coordonată a acțiunilor de remediere poate rezolva eventualele aspecte aferente siguranței în funcționare. În cele din urmă fiecare OTS poate să valideze individual capacitățile interzonale. Ambele etape de validare ar putea duce la reduceri ale capacităților interzonale sub valorile necesare, pentru a evita discriminarea neavenită. Astfel este nevoie de transparență, monitorizare și raportare precum și de explorarea unor soluții alternative în cazul reducerilor capacității interzonale.

(23) Transparența și monitorizarea calculului capacităților sunt esențiale pentru a asigura eficiența și înțelegerea acestuia. Prezenta metodologie stabilește cerințe semnificative pentru OTS în scopul de a publica informațiile solicitate de factorii interesați ca să analizeze impactul calculului capacităților asupra funcționării pieței. Mai mult, este nevoie de informații suplimentare pentru a permite autorităților de reglementare să își îndeplinească sarcinile de monitorizare. În cele din urmă, metodologia stabilește cerințe semnificative de raportare astfel încât factorii interesați, autoritățile de reglementare și alte părți interesate să poată verifica dacă infrastructura de transport este exploatată eficient și în interesul consumatorilor.

(24) Capacitățile interzonale determinate prin calculul capacităților pentru ziua următoare asigură că se pot adapta toate combinațiile pozițiilor nete ce ar putea rezulta din capacitatea interzonală alocată anterior – Alocări pe termen lung (LTA). În acest scop, OTS procedează prin includerea LTA, care constă din asigurarea unui singur domeniu pe bază de flux care include LTA pentru cuplarea unică pe ziua următoare. Noua metodă de includere extinsă a LTA este diferită prin prevederea separată a cuplării unice pentru ziua următoare cu LTA și a domeniului pe bază de flux fără includerea LTA. Ulterior algoritmul de cuplare a pieței alege care dintre aceste unificări ale ambelor domenii crează bunăstarea maximă.

## **Titlul I – Dispoziții generale**

### **Articolul 1**

#### **Obiect și domeniu de aplicare**

Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare se consideră drept metodologia OTS din Core conform art. 20 și următoarele. din Regulamentul CACM și include metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare pe granițele zonei de ofertare CCR Core.

### **Articolul 2**

#### **Definiții și interpretări**

(1) În înțelesul metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare, termenii utilizați în prezentul document au semnificația definițiilor prevăzute la art. 2 din Regulamentul CACM, precum și cele prevăzute în Regulamentul (CE) 714/2009, Directiva 2009/72/CE, Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei (denumit în continuare „Regulamentul FCA”), Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei și Regulamentul (UE) 543/2013 al Comisiei. În plus, se utilizează următoarele definiții, abrevieri și notații:

1. „AHC” înseamnă cuplare hibridă avansată și reprezintă soluție pentru a lua în considerare în totalitate influențele CCR adiacente în timpul alocării capacității;
2. „AMR” înseamnă ajustarea marjei disponibile minime rămase;
3. „raport anual” înseamnă raportul emis în fiecare an de către CCC și de OTS din Core cu privire la calculul capacităților pentru ziua următoare;
4. „ATC” înseamnă capacitate de transport disponibilă și reprezintă capacitatea de transport rămasă disponibilă după procedura de alocare și care respectă condițiile fizice ale sistemului de transport;
5. „CCC” înseamnă calculatorul capacității coordonate din CCR Core, așa cum este definit la art. 2 alin. (11) din Regulamentul CACM, dacă nu se precizează altceva;
6. „CCR” înseamnă regiunea de calcul al capacităților așa cum este definită la art. 2 alin. (3) din Regulamentul CACM;
7. „CGM” înseamnă modelul comun de rețea astfel cum e definit la art. 2 alin. (2) din Regulamentul CACM și reprezintă un CGM Z-2 stabilit în conformitate cu CGMM;
8. „CGMM” înseamnă metodologia modelului comun de rețea conform art. 17 din Regulamentul CACM;
9. „CNE” înseamnă element critic al rețelei;
10. „CNEC” înseamnă CNE asociat cu o contingență, utilizat la calculul capacităților. În sensul prezentei metodologii, termenul CNEC acoperă și cazul în care CNE e utilizat la calculul capacităților fără o contingență precizată;
11. „CCR Core” înseamnă regiunea Core de calcul al capacităților stabilită prin determinarea regiunilor de calcul al capacităților conform art. 15 din Regulamentul CACM;

12. ‚poziția netă a Core’ înseamnă poziția netă a unei zone de ofertare din CCR Core ce rezultă din alocarea capacităților interzonale din Core CCR;
13. OTS din Core sunt 50 Hertz Transmission GmbH („50Hertz“), Amprion GmbH („Amprion“), Austrian Power Grid AG („APG“), CREOS Luxemburg SA („CREOS“), ČEPS, a.s. („ČEPS“), Eles d.o.o. sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja („ELES“), Elia System Operator SA („ELIA“), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.) („HOPS“), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. („MAVIR“), Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA („PSE“), RTE Réseau de transport d’électricité („RTE“), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. („SEPS“), TenneT TSO GmbH („TenneT GmbH“), TenneT TSO BV („TenneT BV“), National Power Grid Company Tranelectrica SA („Tranelectrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);
14. ‚CNEC interzonal’ înseamnă un CNEC cu CNE localizat pe granița zonei de ofertare sau conectat în serie la un astfel de element de rețea transportând aceeași putere (fără a lua în considerare pierderile din rețea);
15. ‚acțiune de remediere curativă’ înseamnă acțiunea de remediere care este aplicată numai după ce se produce o anumită contingență;
16. ‚Z-1’ înseamnă ziua dinaintea livrării energiei electrice;
17. ‚Z-2’ înseamnă data cu două zile înainte de livrarea energiei electrice;
18. ‚DA CC MTU’ este unitatea de timp a pieței la calculul capacităților pentru ziua următoare, care înseamnă o unitate de timp pentru calculul capacităților pentru ziua următoare și este egală cu 60 de minute;
19. ‚parametrii implicați pe bază de flux’ înseamnă valori de rezervă pre-cuplare calculate în situațiile când calculul capacităților pentru ziua următoare nu reușește să asigure parametrii pe bază de flux în trei ore consecutive sau în mai multe. Acești parametri pe bază de flux se întemeiază pe capacitățile alocate pe termen lung;
20. ‚restricție externă’ înseamnă tipul de restricție de alocare ce limitează importul și/sau exportul maxim al unei anumite zone de ofertare;
21. ‚ $F_{0,Core}$ ’ înseamnă flux per CNEC în situația fără schimburi comerciale din interiorul CCR Core;
22. ‚ $F_{0,all}$ ’ înseamnă flux pe fiecare CNEC într-o situație fără vreun schimb comercial între zonele de ofertare din Europa Continentală și între zonele de ofertare din Europa Continentală și zonele de ofertare ale altor regiuni sincrone;
23. ‚ $F_i$ ’ înseamnă fluxul estimat într-o situație comercială  $i$ ;
24. ‚domeniu pe bază de flux’ înseamnă un set de restricții ce limitează capacitatea interzonală calculată prin metoda pe bază de flux;
25. ‚FRM’ sau ‚FRM’ înseamnă marja de fiabilitate a fluxului, care este marja de fiabilitate definită la art. 2 alin. (14) din Regulamentul CACM aplicată unui CNE;

26.  $F_{LTN}$  înseamnă fluxul estimat după nominalizările pe termen lung;
27.  $F_{max}$  înseamnă flux de putere maxim admisibil;
28.  $F_{nrao}$  înseamnă schimbarea estimată a fluxului datorată optimizării acțiunilor de remediere necostisitoare;
29.  $F_{ref}$  înseamnă flux de referință;
30.  $F_{ref,init}$  înseamnă fluxul de referință calculat în timpul calculului inițial pe bază de flux conform art. 14;
31.  $GSK$  sau  $GSK$  înseamnă mecanismul de modificare a generării astfel cum e definit în art. 2 alin. (12) din Regulamentul CACM;
32.  $HVDC$  înseamnă element de rețea de înaltă tensiune și curent continuu;
33.  $IGM$  înseamnă model individual de rețea Z-2 astfel cum e definit la art. 2 alin. (1) al Regulamentului CACM;
34.  $CNEC$  intern înseamnă  $CNEC$  care nu este interzonal;
35.  $I_{max}$  înseamnă curent maxim admisibil;
36.  $LTA$  înseamnă capacitate alocată pe termen lung;
37.  $LTA_{margin}$  înseamnă ajustarea marjei disponibile remanente spre a include capacitățile alocate pe termen lung;
38.  $LTN$  înseamnă nominalizare pe termen lung și reprezintă nominalizarea capacității alocate pe termen lung;
39.  $agent\ de\ fuzionare$  înseamnă o entitate căreia OTS din Core i-au încredințat realizarea fuzionării modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea conform art. 20 și următoarele din CGMM;
40.  $MNEC$  înseamnă element de rețea monitorizat cu o contingență;
41.  $NP$  sau  $NP$  înseamnă poziția netă a zonei de ofertare, care este valoarea netă a producerii și consumului dintr-o zonă de ofertare;
42.  $NRAO$  înseamnă optimizarea acțiunilor de remediere necostisitoare;
43.  $zonă\ de\ ofertare\ orientată\ spre\ graniță$  înseamnă direcția dată a graniței zonei de ofertare (de ex. din Germania spre Franța);
44.  $domeniu\ pre-rezolvat$  înseamnă setul final de restricții obligatorii pentru alocarea capacității după pre-rezolvare;
45.  $proces\ de\ pre-rezolvare$  înseamnă identificarea și eliminarea restricțiilor redundante din domeniul pe bază de flux;
46.  $acțiune\ de\ remediere\ preventivă$  înseamnă o acțiune de remediere care se aplică în rețea înainte de producerea unei contingențe;
47.  $capacitățile\ alocate\ anterior$  înseamnă capacitățile pe termen lung care au fost deja alocate în intervalele de timp anterioare (anual și/sau lunar);
48.  $PST$  înseamnă transformator schimbător de fază;

49. ‚PTDF’ sau ‚PTDF’ înseamnă factorul de distribuție a transferului de putere;
50. ‚PTDF<sub>init</sub>’ înseamnă matricea factorilor de distribuție a transferului de putere ce rezultă din calculul inițial pe bază de flux;
51. ‚PTDF<sub>nrao</sub>’ înseamnă matricea factorilor de distribuție a transferului de putere utilizați pe parcursul NRAO;
52. ‚PTDF<sub>f</sub>’ înseamnă matricea factorilor de distribuție a transferului de putere care descrie domeniul final pe bază de flux;
53. ‚PTR’ înseamnă drept fizic de transport;
54. ‚raport trimestrial’ înseamnă raportul despre calculul capacităților pentru ziua următoare emis de CCC și de OTS din Core în fiecare trimestru;
55. ‚RA’ înseamnă acțiune de remediere astfel cum este definită la art. 2 alin. (13) al Regulamentului CACM;
56. ‚RAM’ sau ‚RAM’ înseamnă marjă disponibilă remanentă;
57. ‚poziția netă de referință sau schimb’ înseamnă poziția unei zone de ofertare sau un schimb prin interconexiunea HVDC modelată în cadrul CGM;
58. ‚SDAC’ înseamnă cuplare unică pentru ziua următoare;
59. ‚preț umbră’ înseamnă prețul dual al unui CNEC sau restricția de alocare ce reprezintă creșterea surplusului economic dacă o restricție crește cu un MW;
60. ‚nod de echilibru’ înseamnă nod singular de referință utilizat pentru determinarea matricei PTDF, adică modificarea puterii injectate a generatoarelor până la obținerea rezultatului de absorbție a puterii schimbate în nodul de echilibru. Un nod de echilibru rămâne constant la fiecare DA CC MTU;
61. ‚anvergură’ înseamnă soluția de rezervă la pre-cuplare în cazurile când calculul capacităților pentru ziua următoare nu asigură parametrii pe bază de flux strict în mai puțin de trei ore consecutive. Acest calcul are la bază intersecția parametrilor pe bază de flux anteriori și subsecvenți disponibili;
62. ‚Regulamentul SO’ înseamnă Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
63. ‚cuplare standard hibridă’ înseamnă o soluție de a capta influența schimburilor cu zonele de ofertare din afara Core pe CNEC, care nu este explicit avută în vedere în etapa de alocare a capacității;
64. ‚model static de rețea’ înseamnă lista de elemente relevante din rețeaua sistemului de transport, inclusiv parametrii lor electrici;
65. ‚U’ este tensiunea de referință;
66. ‚UAF’ este un flux alocat neprogramat;
67. ‚sarcină verticală’ înseamnă cantitatea totală de energie electrică existentă în sistemul de transport dintr-o anumită zonă de ofertare către sistemele de distribuție conectate,

- consumatorii finali racordați la sistemul de transport către producătorii de energie electrică pentru consum pe parcursul producerii energiei electrice;
68. ,PTDF zonă-la-nod de echilibru' înseamnă PTDF al unui schimb comercial dintre o zonă de ofertare și nodul de echilibru;
  69. ,PTDF zonă-la-zonă' înseamnă PTDF al unui schimb comercial între două zone de ofertare;
  70. Notăția  $x$  denotă un scalar;
  71. Notăția  $\vec{x}$  denotă un vector;
  72. Notăția  $\mathbf{x}$  denotă o matrice;
  73. ,CZC' înseamnă capacitate interzonală iar această capacitate va fi înțeleasă ca o unire a „parametrilor pe bază de flux” (domeniul pe bază de flux) și a „valorilor LTA” (domeniul LTA);
  74. ,domeniul LTA' înseamnă un set de restricții bilaterale de schimb care acoperă capacitățile interzonale alocate anterior;
  75. ,omolog tehnic' înseamnă un OTS care nu este un OTS din Core și care operează într-o țară ce nu este membră Uniunii Europene;
  76. ,CGMES' înseamnă specificația de schimb a modelului comun de rețea, care este elaborată de ENTSO-E conform CGMM.

(2) În prezenta metodologie de calcul al capacităților pentru ziua următoare, cu excepția cazului în care contextul impune altfel:

- a) singularul face referire și la plural, și vice-versa;
- b) acronimele utilizate cu font atât regulat cât și italic reprezintă termenul respectiv utilizat și respectiva variabilă;
- c) cuprinsul și anteturile sunt inserate doar în scopuri informative și nu afectează interpretarea prezentei metodologii de calcul al capacităților pentru ziua următoare;
- d) orice referințe la calculul capacităților pentru ziua următoare, procesul efectiv de calcul al capacităților pentru ziua următoare sau la metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare va însemna calculul capacităților comune pentru ziua următoare, procesul de calcul al capacităților comune pentru ziua următoare și respectiv metodologia de calcul al capacităților comune pentru ziua următoare care este aplicată de toți OTS din Core în mod comun și coordonat pe toate granițele zonei de ofertare din CCR Core; și
- e) orice referire la legislație, regulamente, directive, ordine, instrumente, coduri sau alte acte legislative includ orice modificare, completare sau repromulgare în vigoare la momentul respectiv.

### **Articolul 3**

#### **Aplicarea prezentei metodologii**

Prezenta metodologie de calcul al capacităților pentru ziua următoare se aplică strict calculului capacităților pentru ziua următoare în cadrul CCR Core. Metodologiile de calcul al capacităților din alte CCR sau pentru alte intervale de timp nu fac obiectul prezentei metodologii.

#### **Titlul 2 – Descrierea generală a metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare**

### **Articolul 4**

#### **Calculul capacităților pentru ziua următoare**

- (1) În intervalul de timp pentru ziua următoare, capacitățile interzonale pentru fiecare DA CC MTU se vor calcula folosind metoda pe bază de flux, astfel cum este definită în prezenta metodologie.
- (2) Procesul de calcul al capacităților pentru ziua următoare are trei etape principale:
  - a) Crearea datelor de intrare pentru calculul capacităților de către OTS din Core;
  - b) Procesul efectiv de calcul al capacităților de către CCC; și
  - c) Validarea capacităților de către OTS din Core prin coordonare cu CCC.
- (3) Fiecare OTS din Core transmite la CCC următoarele date de intrare pentru calculul capacităților până la datele stabilite în documentul ce descrie procesul:
  - a) Lista individuală a CNEC în conformitate cu art. 5;
  - b) Limitele siguranței în funcționare conform art. 6;
  - c) Restricțiile externe în conformitate cu art. 7;
  - d) FRM în conformitate cu art. 8;
  - e) GSK în conformitate cu art. 9; și
  - f) RA necostisitoare și costisitoare în conformitate cu art. 10.
- (4) Pe lângă datele de intrare pentru calculul capacităților conform alin. (3), OTS din Core sau o entitate delegată de OTS din Core transmite la CCC, pentru fiecare DA CC MTU din ziua livrării, următoarele date de intrare suplimentare până la datele stabilite în documentul ce descrie procesul:
  - a) Capacitățile alocate pe termen lung (LTA);
  - b) Valorile ajustării de la capacitățile alocate pe termen lung pentru fiecare graniță a zonei de ofertare Core spre a extinde domeniul implicit pe bază de flux dincolo de capacitățile alocate pe termen lung în scopul calculării parametrilor implicați pe bază de flux; și
  - c) Capacitățile nominalizate pe termen lung (LTN).
- (5) Atunci când se transmit datele de intrare pentru calculul capacităților conform alin. (3) și alin. (4) OTS din Core respectă formatele agreeate de comun acord între OTS din Core și CCC, îndeplinind totodată cerințele și ghidul definit în CGMM.
- (5a) Nu mai târziu de 3 luni de la implementarea metodologiei modelului comun de rețea conform art. 17 din Regulamentul CACM, și de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28, OTS din

Core livrează o evaluare a aplicării CGMES la calculul capacităților, inclusiv o propunere de planificare cu obiective clare, la fiecare etapă de implementare.

(6) Nu mai târziu de șase luni înainte de implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), OTS din Core stabilesc împreună un document de descriere a procesului menționat la alin. (3) și alin. (4) și îl publică pe platforma online de comunicare menționată la art. 25. Acest document va reflecta o descriere detaliată actualizată a etapelor procesului de calcul al capacităților, inclusiv graficul de timp al fiecărei etape de calcul al capacităților pentru ziua următoare.

(7) Atunci când agentul de fuzionare primește toate IGM stabilite conform CGMM, le fuzionează spre a alcătui CGM în conformitate cu CGMM și transmite CGM la CCC.

(8) Calculul capacităților pentru ziua următoare și validarea în CCR Core sunt efectuate de CCC și de OTS din Core conform următoarei proceduri:

Etapa 1. CCC definește lista inițială de CNEC conform art. 14;

Etapa 2. CCC calculează primii parametri pe bază de flux ( $PTDF_{init}$  și  $F_{ref,init}$ ) la fiecare CNEC inițial conform art. 14;

Etapa 3. CCC determină lista finală de CNEC și MNEC pentru etapele următoare ale calculului capacităților pentru ziua următoare conform art. 15;

Etapa 4. CCC efectuează optimizarea acțiunilor de remediere necostisitoare (NRAO) conform art. 16 și ca urmare obține RA necostisitoare aplicate, împreună cu  $PTDF_f$  final și  $F_{ref}$  ajustat pentru RA aplicate;

Etapa 5. CCC calculează ajustarea RAM minime (AMR) conform art. 17;

Etapa 6. CCC calculează ajustarea pentru includerea LTA conform art. 18;

Etapa 7. CCC calculează RAM înainte de validare ( $RAM_{bv}$ ) pe baza rezultatelor proceselor anterioare conform art. 19;

Etapa 8. OTS din Core și CCC, în conformitate cu 1(e), validează  $RAM_{bv}$  prin validări coordonate și individuale și descresc RAM atunci când este pusă în pericol siguranța în funcționare, ceea ce rezultă prin RAM înainte de nominalizările pe termen lung ( $RAM_{bn}$ );

Etapa 9. În conformitate cu art. 21 CCC elimină CNEC redundante și restricțiile externe redundante din  $PTDF_f$  și  $RAM_{bn}$  finale și le publică pe acestea drept parametri inițiali pe bază de flux conform art. 25;

Etapa 10. CCC calculează fluxurile ce rezultă din nominalizările pe termen lung ( $F_{LTN}$ ) și derivă RAM ( $RAM_f$ ) finală conform art. 21;

Etapa 11. CCC publică valorile  $PTDF_f$  și  $RAM_f$  conform art. 25 și le oferă NEMO pentru alocarea capacităților în conformitate cu art. 21

(8a) Etapele de la art. 4 alin. (7) sunt completate cu IGM omologilor tehnici, cu respectarea prevederilor art. 13 alin. (2).

### **Titlul 3 – Date de intrare la calculul capacităților**

#### **Articolul 5**

##### **Definiția elementelor critice de rețea și a contingențelor**

(1) Fiecare OTS din Core definește o listă de CNE, care sunt total sau parțial localizate în propria sa zonă de reglaj și care pot fi linii aeriene, cabluri subterane sau transformatoare. Toate elementele de rețea interzonale se definesc ca CNE, în timp ce numai acele elemente ale rețelei interne care sunt definite conform alin. (6) sau (7) se definesc ca CNE. În decurs de 30 de zile de la aprobarea propunerii prevăzute la art. 6, toate elementele din rețeaua internă pot fi definite ca CNE.

(2) Fiecare OTS din Core definește o listă propusă de contingențe utilizate în analiza siguranței în funcționare conform art. 33 din Regulamentul SO, limitată la relevanța lor pentru setul de CNE definite la alin. (1) și conform art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. Contingențele unui OTS din Core vor fi localizate în zona de observabilitate a acelui OTS Core. Această listă este actualizată cel puțin anual precum și în cazul unor modificări de topologie în rețeaua OTS Core, conform art. 24 O contingență poate fi oprirea neplanificată a:

- a) Unei linii, a unui cablu sau transformator;
- b) Unei bare;
- c) Unei unități generatoare;
- d) Unui loc de consum; sau
- e) A unui set de elemente menționate mai sus;

(3) Fiecare OTS din Core stabilește o listă de CNEC asociind contingențele stabilite conform alin. (2) cu CNE stabilite conform alin. (1) aplicând regulile stabilite conform art. 75 din Regulamentul SO. Până la stabilirea acestor reguli și intrarea lor în vigoare, asocierea de contingențe cu CNE va avea la bază experiența operațională a fiecărui OTS. Un CNEC individual poate fi de asemenea stabilit fără contingență.

(4) Fiecare OTS din Core trimite la CCC o listă de CNEC stabilite conform alin. (3). Fiecare OTS din Core poate de asemenea transmite la CCC o listă de elemente monitorizate din rețea, cu contingență (MNEC), care trebuie monitorizate în timpul calculului capacităților.

(5) Nu mai târziu de optsprezece luni de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), toți OTS din Core elaborează împreună o listă de elemente interne de rețea (combinat cu contingențele relevante) ce vor fi definite ca CNEC și pe care o vor transmite până la aceeași dată limită tuturor autorităților de reglementare din Core ca propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM. După aprobarea ei conform art. 9 din Regulamentul CACM, lista de CNEC interne va constitui o anexă la prezenta metodologie.

(6) Lista conform alineatului anterior va fi actualizată la doi ani. În acest scop, nu mai târziu de optsprezece luni de la aprobarea propunerii de modificare a prezentei metodologii de către toate autoritățile de reglementare din Core conform alineatului anterior și a prezentului alineat, toți OTS din

Core elaborează împreună o nouă propunere de listă cu CNEC interne și transmite în același interval o propunere de modificare a prezentei metodologii la toate autoritățile de reglementare din Core conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM. După aprobarea acesteia conform art. 9 din Regulamentul CACM, lista de CNEC interne va înlocui anexa relevantă a prezentei metodologii.

(7) Lista propusă a CNEC interne conform alin. (5) și (6) nu include niciun element intern de rețea cu contingență cu un PTFDF maxim zonă-la-zonă mai mic de 5%, calculat ca medie de timp a ultimelor douăsprezece luni.

(8) Propunerea conform cu alin. (5) și (6) include cel puțin următoarele:

- a) O listă de CNEC interne propuse cu PTFDF asociați maximi zonă-la-zonă, menționate în alin. (7);
- b) Evaluarea impactului creșterii pragului PTFDF maxim zonă-la-zonă la 10% sau peste pentru excluderea CNEC interne menționate la alin. (7); și
- c) La fiecare CNEC intern propus, o analiză ce demonstrează că includerea elementului intern respectiv în calculul capacităților este din punct de vedere economic cea mai eficientă soluție de abordare a congestiilor de pe elementul intern de rețea implicat, având în vedere, de exemplu, ca alternative:
  - (i) Aplicarea acțiunilor de remediere;
  - (ii) Reconfigurarea zonelor de ofertare;
  - (iii) Investiții în infrastructura de rețea combinate cu una sau două de mai sus; sau
  - (iv) O combinație a celor de mai sus;

Înainte de a efectua analiza conform pct. (c), OTS din Core se coordonează reciproc și se consultă cu toate autoritățile de reglementare din Core în ceea ce privește prezenta metodologie, ipotezele și criteriile de analiză.

(9) Propunerile conform alin. (5) și (6) trebuie să demonstreze, de asemenea, că OTS din Core implicați au analizat diligent alternativele menționate la alin. (8) cu suficient timp înainte având în vedere data lor de implementare, astfel încât să poată fi aplicate sau implementate până la data la care sunt luate deciziile autorităților de reglementare din Core cu privire la propunerea conformă cu alin. (5) și (6).

(10) OTS din Core revizuiesc periodic și actualizează aplicarea metodologiei pentru determinarea CNEC conform definiției prevăzute la art. 24.

## **Articolul 6**

### **Metodologia limitelor siguranței în funcționare**

(1) OTS din Core utilizează la calculul capacităților pentru ziua următoare aceleași limite ale siguranței în funcționare precum cele utilizate în analiza siguranței în funcționare efectuată conform art. 72 din Regulamentul SO.

(2) Pentru a avea în vedere limitele termice ale CNE, OTS din Core utilizează limita maxim admisibilă de curent ( $I_{max}$ ), care este limita fizică a unui CNE conform limitelor siguranței în funcționare conform art. 25 din Regulamentul SO. Curentul maxim admisibil este definit astfel:

- a) Curentul maxim admisibil poate fi definit ca:
  - (i) Limită sezonieră, ceea ce înseamnă limită fixă pentru toate DA CC MTU din toate patru anotimpurile.
  - (ii) Limită dinamică, ceea ce înseamnă o valoare per DA CC MTU care reflectă condițiile ambientale variate.
  - (iii) Limite fixe pentru toate DA CC MTU, în caz de situații specifice în care limita fizică reflectă capacitatea liniilor aeriene, a cablurilor subterane sau a echipamentelor din stație montate în circuitul primar de energie (precum întrerupător sau separator) cu limite care nu sunt sensibile la condițiile ambiante.
- b) Atunci când este aplicabil,  $I_{max}$  va fi definit ca limită temporară de curent a CNE conform art. 25 din Regulamentul SO. O limită temporară de curent înseamnă că se permite suprasarcină numai pentru un timp de o anumită durată finită. Drept urmare diverse CNEC asociate cu același CNE ar putea avea valori diferite ale  $I_{max}$ .
- c)  $I_{max}$  va reprezenta doar proprietățile fizice reale ale CNE și nu va fi redus de nicio marjă de securitate.<sup>2</sup>
- d) CCC utilizează  $I_{max}$  al fiecărui CNEC pentru a calcula  $F_{max}$  pentru fiecare CNEC, care descrie fluxul de putere activă maxim admisibilă de pe un CNEC.  $F_{max}$  se va calcula prin formula dată:

$$F_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U \cdot \cos(\varphi)$$

*Ecuția 1*

- e) Acolo unde  $I_{max}$  este curentul maxim admisibil al elementului critic de rețea (CNE),  $U$  este o tensiune fixă de referință pentru fiecare CNE, iar  $\cos(\varphi)$  este factorul de putere.
  - f) CCC stabilește implicit factorul de putere  $\cos(\varphi)$  la 1 pe baza presupunerii că CNE este încărcat numai cu putere activă, iar cota de putere reactivă este neglijabilă (i.e.  $\varphi = 0$ ). În cazul în care cota puterii reactive nu este neglijabilă, un OTS ar putea lua în considerare acest aspect în timpul etapei de validare în conformitate cu alin. (1) lit. e).
- (3) OTS din Core acționează pentru a etapiza treptat utilizarea limitelor sezoniere conform alin.2 lit. (a) pct. (i) și a le înlocui prin limite dinamice conform alin. 2 lit. (a) pct. (ii), atunci când beneficiile sunt mai mari decât costurile. La sfârșitul fiecărui an calendaristic fiecare OTS va analiza, la toate CNE ale sale la care aplică limite sezoniere și au avut un preț umbră non-zero cel puțin 0,1% din DA CC MTU din anul calendaristic anterior, creșterea estimată a surplusului economic din următorii 10 ani ce rezultă prin implementarea limitelor dinamice și o va compara cu costul implementării limitelor

---

<sup>2</sup> Incertitudinile de la calcularea capacității sunt acoperite la fiecare CNEC de marja de fiabilitate a fluxului ( $FRM$ ) în conformitate cu art. 8 și de valorile ajustării aferente validării în conformitate cu 1e)

dinamice. Fiecare OTS va transmite această analiză către autoritățile de reglementare din Core. În cazul în care analiza cost beneficiu este pozitivă, având în vedere alte investiții planificate, OTS implicați vor implementa limitele dinamice în decurs de trei ani de la sfârșitul anului calendaristic analizat. În cazul interconexiunilor, OTS implicați vor coopera la efectuarea acestei analize precum și la implementare, după caz.

(4) OTS revizuiesc și actualizează periodic limitele siguranței în funcționare conform art. 24.

## Articolul 7

### Metodologia privind restricțiile de alocare

(1) În cazul în care limitele siguranței în funcționare nu pot fi transformate eficient în  $I_{max}$  și  $F_{max}$  conform art. 6, OTS din Core le pot transforma în restricții de alocare. În acest scop OTS din Core pot utiliza dor restricțiile externe ca tip specific de restricție a alocării care limitează importul și/sau exportul maxim al unei zone de ofertare din Core în cadrul SDAC.

(2) OTS din Core pot aplica restricții externe asemeni uneia dintre următoarele două opțiuni:

a) O restricție a poziției nete a Core (suma schimburilor interzonale din CCR Core pentru o anumită zonă de ofertare din SDAC), limitând astfel poziția netă a zonei de ofertare respective în ceea ce privește importurile și/sau exporturile acesteia de la / către alte zone de ofertare din CCR Core. Această opțiune se aplică până când va putea fi aplicată opțiunea (b).

b) O restricție a poziției nete globale (suma tuturor schimburilor interzonale pentru o anumită zonă de ofertare din SDAC), limitând astfel poziția netă a zonei de ofertare respective în ceea ce privește toate CCR, care fac parte din SDAC. Această opțiune se aplică atunci când: (i) o astfel de restricție este aprobată în toate metodologiile de calcul al capacităților pentru ziua următoare a CCR respective, (ii) soluția respectivă este implementată în algoritmul SDAC și (iii) granițele zonei de ofertare respective participă la SDAC.

(3) Restricțiile externe pot fi folosite de ELIA, TenneT BV și PSE într-o perioadă de tranziție de doi ani de la implementarea prezentei metodologii în conformitate cu art. 28 alin. (3) și conform rațiunilor și metodologiei de calcul al restricțiilor externe precizate în Anexa 1 la prezenta metodologie. Pe parcursul acestei perioade de tranziție OTS din Core respectivi:

a) calculează zilnic valoarea restricțiilor externe în fiecare DA CC MTU (doar pentru PSE) sau cel puțin trimestrial, și publică rezultatele analizei implicite (această obligație este numai pentru ELIA și TenneT BV);

b) În cazul în care restricția externă a avut un preț umbră non-zero timp de mai mult de 0,1% din orele trimestrului, transmit la CCC un raport care analizează: (i) în fiecare DA CC MTU, atunci când restricția externă a avut un preț umbră non-zero, pierderea din surplusul economic din cauza constrângerii externe și eficacitatea restricției de alocare la prevenirea încălcării limitelor implicite ale siguranței în funcționare și (ii) soluții alternative de abordare a limitelor implicite ale siguranței în funcționare. CCC include acest raport ca anexă în raportul trimestrial definit art. 27 alin. (5);

- c) Dacă este aplicabil și atunci când este mai eficient, implementează soluțiile alternative menționate la punctul (b).
- (4) În cazul în care OTS din Core implicați nu au putut găsi și implementa soluțiile alternative menționate la alin. anterior, ei pot ca până la optsprezece luni de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), împreună cu toți ceilalți OTS din Core, să transmită tuturor autorităților de reglementare din Core o propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM. O astfel de propunere va include următoarele:
- a) Justificarea tehnică și juridică a necesității de a continua să utilizeze restricțiile externe ce indică limitele implicite ale siguranței în funcționare și motivele pentru care acestea nu pot fi transformate eficient în  $I_{max}$  și  $F_{max}$ ;
- b) Metodologia de calcul al valorii restricțiilor externe, inclusiv frecvența recalculării.
- În cazul în care o astfel de propunere a fost transmisă de toți OTS din Core, perioada de tranziție menționată la alin. (3) va fi prelungită până ce toate autoritățile de reglementare din Core au luat o decizie privind propunerea.
- (5) La procedura de ultimă instanță SDAC conform art. 23, toate restricțiile externe se modelează drept restricții ce limitează poziția netă a Core menționată în alin. 2 lit. (a).
- (6) Un OTS din Core poate întrerupe utilizarea unei restricții externe. OTS din Core implicați comunică această schimbare tuturor autorităților de reglementare din Core precum și participanților la piață cel puțin cu o lună înainte de întrerupere.
- (7) OTS din Core revizuiesc și actualizează restricțiile de alocare conform art. 24.

## Articolul 8

### Metodologia privind marja de fiabilitate

- (1) FRM acoperă următoarele incertitudini de prognoză:
- a) Schimburile interzonale de pe granițele zonei de ofertare din afara CCR Core;
- b) Tiparul de producere inclusiv prognoza producerii eoliene și fotovoltaice specifice;
- c) Mecanismul de modificare a generării;
- d) Prognoza consumului;
- e) Prognoza topologiei;
- f) Abaterea neintenționată de la flux din cauza menținerii frecvenței; și
- g) Ipotezele de calcul al capacităților pe bază de flux inclusiv linearitatea și modelarea zonelor externe ale OTS (non-Core).
- (2) OTS din Core au ca obiectiv reducerea incertitudinilor studiind și abordând factorii motrice ai incertitudinii.
- (3) FRM se calculează prin două etape principale. În prima etapă, se calculează distribuția probabilității de abatere între fluxurile de putere estimate în momentul calculului capacităților și fluxurile de putere realizate în timp real. Se utilizează CGM și GSK istorice utilizate la calculul

capacităților pentru a calcula fluxurile estimate de putere ( $F_{exp}$ ) în fiecare DA CC MTU din perioada de observare. CGM istorice se actualizează prin acțiunile deliberate ale OTS din Core (inclusiv cel puțin RA luate în considerare în timpul calculului capacităților) care s-au aplicat în DA CC MTU3 relevant. Fluxurile de putere ale acestor CGM modificate se recalculează ( $F_{ref}$ ) și ulterior sunt ajustate pentru a lua în considerare schimburile comerciale realizate în interiorul CCR Core. Ajustarea ultimă se efectuează calculând PTDF conform metodologiei descrise la art. 11, dar folosind CGM modificate și GSK istorice. Prin urmare, fluxurile de putere estimate din momentul calculului capacităților se calculează utilizând schimburile comerciale finale realizate în CCR Core, care sunt reflectate în fluxurile de putere realizate. Acest calcul de mai sus al fluxurilor de putere estimate ( $F_{exp}$ ) este descris în Ecuația 2.

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}(\overline{NP}_{real} - \overline{NP}_{ref})$$

*Ecuația 2*

cu

$\vec{F}_{exp}$	Flux de putere estimat per CNEC în situația comercială realizată din CCR Core
$\vec{F}_{ref}$	Fluxul per CNEC din CGM actualizat spre a lua în considerare acțiunile deliberate ale OTS
<b>PTDF</b>	Matricea factorului de distribuție a puterii transportate calculată cu CGM actualizat
$\overline{NP}_{real}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare în situația comercială realizată
$\overline{NP}_{ref}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare în CGM actualizat

(4) Fluxurile estimate de putere de pe fiecare CNEC al CCR Core sunt comparate cu fluxurile de putere realizate observate pe același CNEC. Atunci când se calculează fluxurile estimate (respectiv cele realizate) pentru CNEC, fluxurile estimate (respectiv realizate) reprezintă cea mai bună estimare a fluxurilor de putere prognozate (respectiv realizate) care s-ar fi produs, dacă s-ar fi dat curs întreruperii. O astfel de estimare va avea în vedere acțiuni de remediere curative atunci când este relevant. Toate diferențele dintre aceste două fluxuri în toate DA CC MTU din perioada de observație se vor folosi pentru a defini distribuția probabilității de abateri între fluxurile de putere estimate în momentul calculului capacităților și fluxurile de putere realizate;

(5) În cea de-a doua etapă se calculează funcția de repartiție 90 a distribuției de probabilitate la nivelul tuturor CNEC4. Asta înseamnă că OTS din Core aplică un nivel comun de risc de 10% și astfel valorile *FRM* acoperă 90% din erorile prognozei istorice din perioada de observare. Sub rezerva propunerii conform alin. (6), valoarea *FRM* la fiecare CNEC va fi:

<sup>3</sup> Aceste acțiuni sunt controlate de OTS din Core și de aceea nu sunt considerate ca incertitudini.

<sup>4</sup> Această valoare este derivată pe baza experienței de la inițiativele existente ale cuplării pieței pe bază de flux.

- a) funcția de repartiție 90 a distribuțiilor de probabilitate calculată pentru acel CNEC; sau
- b) funcția de repartiție 90 a distribuțiilor de probabilitate calculată pentru CNE asociate aceluși CNEC.

(5a) OTS din Core repetă etapele unu și doi conform alin. (3)÷(5) cu două metode diferite de implementare pentru alin. (3), propoziția a 4-a, unde o implementare conduce către o estimare superioară, iar cealaltă implementare conduce la o estimare mai mică a adevăratei *FRM*.

- a) Pentru determinarea estimării superioare, se actualizează CGM istorice astfel încât numai RA luate în considerare în timpul calculului capacităților pentru ziua următoare sunt considerate acțiuni deliberate ale OTS din Core. Aceasta va rezulta într-o estimare mai mare a *FRM* deoarece unele acțiuni deliberate ale OTS din Core, în special redispecerizarea, nu vor fi luate în considerare și nici tratate ca sursă a *FRM*.
- b) Pentru determinarea estimării inferioare, CGM istorice sunt suplimentar actualizate astfel încât și întregul tipar de generare din CCR Core să fie luat în considerare drept acțiuni deliberate ale OTS din Core. Aceasta va rezulta într-o estimare mai mică a *FRM* deoarece doar o parte din întreaga dispecerizare a generării este rezultatul acțiunilor deliberate ale OTS din Core sub formă de redispecerizare.

(6) Fiecare OTS poate reduce valorile *FRM* care rezultă din a doua etapă pentru propriile sale CNEC dacă este de părere că incertitudinile implicite au fost supraestimate.

(7) Nu mai târziu de optsprezece luni de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), OTS din Core realizează împreună primul calcul al *FRM* conform metodologiei descrise mai sus, pe baza datelor ce acoperă cel puțin primul an de aplicare a prezentei metodologii. Tot în acest interval, toți OTS din Core vor transmite la toate autoritățile de reglementare din Core o propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM precum și documentul suport menționat la alin. (9) de mai jos. Propunerea de amendament include o abordare și o justificare de selectare a *FRM* din domeniul dintre estimările inferioară și superioară, precum și următoarele etape posibile pentru a îmbunătăți procesul spre a se apropia cât mai mult posibil de adevărata *FRM*.

(8) Propunerea de modificare a prezentei metodologii conform alineatului anterior va preciza dacă valoarea *FRM* se va calcula pentru fiecare CNEC pe baza distribuției implicite a probabilității, sau dacă toate CNEC cu același CNE vor avea aceeași valoare *FRM* calculată pe baza distribuției probabilității calculate pentru CNE. În cazul în care propunerea sugerează calculul *FRM* la nivelul CNEC, propunerea va descrie detaliat modul cum să estimeze adecvat fluxurile estimate și cele realizate, incluzând RA care ar fi fost declanșate pentru a gestiona contingenta, atunci când este relevant.

(9) Documentul suport pentru propunerea de modificare a acestei metodologii conform alineatului 7 de mai sus va include cel puțin următoarele:

- a) Valorile *FRM* pentru toate CNEC calculate la nivel de CNE și CNEC; și

- b) O evaluare a beneficiilor și a neajunsurilor calculului FRM la nivel de CNE sau CNEC.
- (10) Până în momentul în care propunerea de modificare a prezentei metodologii conform alin. (7) a fost aprobată de toate autoritățile de reglementare din Core, OTS din Core utilizează următoarele valori *FRM*:
- a) La CNEC deja folosite în inițiativele existente de calcul al capacităților pe bază de flux valorile *FRM* vor fi egale cu valorile *FRM* utilizate în aceste inițiative în momentul adoptării prezentei metodologii; și
  - b) La CNEC ce nu au fost deja folosite în inițiativele existente de calcul al capacităților pe bază de flux valorile *FRM* vor fi egale cu 10% din  $F_{max}$  calculat în condiții meteorologice normale.
- (11) După ce propunerea de modificare a prezentei metodologii conform alin. (7) a fost aprobată de toate autoritățile de reglementare din Core, valorile *FRM* se actualizează cel puțin o dată pe an pe baza unei perioade de observare de un an spre a reflecta efectele naturii sezoniere. Valorile *FRM* vor rămâne apoi fixe până la următoarea actualizare.

## **Articolul 9**

### **Metodologia pentru mecanismul de modificare a generării**

- (1) Fiecare OTS din Core definește un GSK pentru zona sa de ofertare și pentru fiecare DA CC MTU, care traduce o schimbare în poziția netă a unei zone de ofertare printr-o modificare specifică de injecție sau consum în CGM. Un GSK are valori fixe, ceea ce înseamnă că contribuția relativă a producerii sau consumului la schimbarea poziției nete a zonei de ofertare va rămâne aceeași, indiferent de amploarea modificării.
- (2) În cazul unei anumite DA CC MTU, GSK include numai producerea și/sau consumul<sup>5</sup> real prezent în CGM pentru acea DA CC MTU. OTS din Core au în vedere informațiile disponibile despre producere sau consum incluse în CGM pentru a selecta nodurile ce vor contribui la GSK.
- (3) GSK descrie reacția estimată a locurilor de producere și/sau consum față de schimbările poziției nete. Această estimare va avea la bază reacția istorică observată a locurilor de producere și/sau consum față de schimbările poziției nete, prețurile de clearing și alți factori fundamentali, contribuind astfel la minimalizarea FRM.
- (4) GSK se actualizează și se revizuiesc zilnic sau ori de câte ori se schimbă estimările menționate la alin. (3). OTS din Core revizuiesc și actualizează aplicarea metodologiei pentru mecanismul de modificare a generării conform art. 24.
- (5) OTS din Core care aparțin aceleiași zone de ofertare vor defini împreună un GSK comun pentru acea zonă de ofertare și vor conveni o metodologie pentru această coordonare. În cazul Germaniei și Luxemburgului, fiecare OTS calculează propriul său GSK individual, iar CCC le combină într-un singur GSK pentru întreaga zonă de ofertare germano-luxemburgheză, atribuind ponderi relative fiecărui GSK al OTS. OTS german și cel luxemburghez vor ajunge la un acord comun privind aceste

---

<sup>5</sup> Precum și alte elemente conectate la rețea, cum ar fi echipamentele de stocare.

ponderi pe baza cotei de producere din zona de reglaj a fiecărui OTS care reacționează la schimbările poziției netă și le vor transmite la CCC.

(6) În decurs de optsprezece luni de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), toți OTS din Core vor elabora o propunere de armonizare a metodologiei pentru mecanismul de modificare a generării și o vor transmite în același interval tuturor autorităților de reglementare din Core ca propunere de modificare a prezentei metodologii în conformitate cu art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM. Propunerea trebuie să includă cel puțin:

- a) Criteriile și metricea de definire a eficienței și a performanței GSK permițând o comparație cantitativă a GSK diferite; și
- b) O metodologie armonizată a mecanismului de modificare a generării care să includă și, atunci când este necesar, regulile și criteriile pentru ca OTS să se abată de la metodologia armonizată a mecanismului de modificare a generării.

## **Articolul 10**

### **Metodologia privind acțiunile de remediere la calculul capacităților pentru ziua următoare**

(1) În conformitate cu art. 25 alin. (1) din Regulamentul CACM și art. 20 alin. (2) din Regulamentul SO, fiecare OTS din Core definește RA de avut în vedere la calculul capacităților pentru ziua următoare.

(2) În cazul în care o RA pusă la dispoziție pentru calculul capacităților pentru ziua următoare în CCR Core este pusă la dispoziție și în altă CCR, OTS care deține controlul asupra acestei RA are grijă, atunci când o definește, să fie o utilizare coerentă pentru aplicarea potențială în ambele CCR pentru a asigura siguranța în funcționare.

(3) În conformitate cu art. 25 alin. (2) și alin. (3) din Regulamentul CACM, aceste RA vor fi utilizate la optimizarea coordonată a capacităților interzonale asigurând totodată siguranța în funcționare în timp real.

(4) Având în vedere NRAO, toți OTS din Core transmit la CCC toate RA estimate a fi disponibile, necostisitoare, iar în scopul validării capacității, toți OTS din Core trimit la CCC toate RA estimate a fi disponibile, care implică sau nu costuri.

(5) Pentru a evita discriminarea neavenită și în scopul reducerii volumului estimat de fluxuri în buclă, fiecare OTS din Core ar putea să definească, individual, setarea inițială a propriilor sale RA necostisitoare și costisitoare pe baza celei mai bune prognoze de aplicare a acestora în vederea reducerii fluxurilor totale în buclă de pe CNEC sale interzonale sub o valoare prag a fluxului în buclă care evită discriminarea neavenită. Acest prag trebuie să fie conform ipotezelor elaborate pentru fluxurile în buclă atunci când este definit factorul minim al RAM conform art. 17. alin. (9), fiind egal cu 30% din  $F_{max}$  al acestor CNEC reduse prin FRM atunci când OTS aplică un factor minim al RAM egal cu 0,7. Fiecare OTS transmite la CCC pragul fluxului în buclă pentru CNEC sale interzonale spre a fi folosit în cadrul NRAO.

(6) În conformitate cu art. 25 alin. (4) din Regulamentul CACM, un OTS poate reține numai acele RA care sunt necesare spre a asigura siguranță în funcționare în timpul funcționării în timp real și pentru care nu sunt disponibile alte RA (costisitoare), sau pe acelea oferite pentru calculul capacităților pentru ziua următoare în alte CCR în care participă și OTS respectiv. CCC monitorizează și raportează în raportul anual reținerile sistematice care nu au fost esențiale în asigurarea siguranței în funcționare pe parcursul funcționării în timp real.

(7) Calculul capacităților pentru ziua următoare poate lua în considerare numai acele RA necostisitoare care pot fi modelate. Aceste RA necostisitoare pot fi dar nu sunt limitate la:

- a) Modificarea poziției plotului unui transformator schimbător de fază (PST); și
- b) O acțiune topologică: deschiderea sau închiderea unei / unuia sau a mai multor linii, cabluri, transformatoare, cuple de bară, sau comutarea unuia sau a mai multor elemente de rețea de la o bară la alta.

(8) În conformitate cu art. 25 alin.(6) din Regulamentul CACM, RA avute în vedere sunt aceleași la calculul capacităților pentru ziua următoare și intrazilnică, în funcție de disponibilitatea lor tehnică.

(9) RA pot fi preventive sau curative, adică afectând toate CNEC sau respectiv numai cazurile predefinite de contingență.

(10) Aplicarea optimizată a RA necostisitoare la calculul capacităților pentru ziua următoare se realizează în conformitate cu art. 16.

(11) OTS revizuiesc și actualizează RA avute în vedere la calcularea capacității pentru ziua următoare în conformitate cu art. 24.

## **Titlul 4 – Descrierea calculului capacităților pentru ziua următoare**

### **Articolul 11**

#### **Calculul factorilor de distribuție a puterii transportate și a fluxurilor de referință**

(1) Calculul pe bază de flux este un calcul centralizat care oferă două categorii principale de parametri necesari pentru definirea domeniului pe bază de flux: factorii de distribuție a transportului de putere (*PTDFs*) și marjele disponibile remanente (*RAM*).

(2) În conformitate cu art. 29 alin. (3) lit. (a) din Regulamentul CACM, CCC calculează impactul unei schimbări în poziția netă a zonelor de ofertare asupra fluxului de putere de pe fiecare CNEC (determinat conform regulilor definite la art. 5). Această influență este numită *PTDF* zonă-la-nod de echilibru. Acest calcul se face din CGM și *GSK* definite în conformitate cu art. 9.

(3) *PTDF* zonă-la-nod de echilibru sunt calculate întâi prin *PTDF* nodul-la-nod de echilibru pentru fiecare nod definit în *GSK*. Aceste *PTDF* nodale sunt derivate variind injecția dintr-un nod relevant al CGM și înregistrând diferența de flux de putere de pe fiecare CNEC (exprimată ca procent al modificării injecției). Aceste *PTDF* nod-la-nod de echilibru sunt convertite în *PTDF* zonă-la-nod de echilibru înmulțind cota fiecărui nod din *GSK* cu *PTDF* nodal corespunzător și însumând aceste produse. Acest calcul este descris matematic astfel:

$$PTDF_{\text{zonă-la-nod de echilibru}} = PTDF_{\text{nod-la-nod de echilibru}} GSK_{\text{nod-la-zonă}}$$

Ecuția 3

cu

$PTDF_{\text{zonă-la-nod de echilibru}}$  Matricea  $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru (coloane: zone de ofertare; rânduri: CNEC)

$PTDF_{\text{nod-la-nod de echilibru}}$  Matricea  $PTDF$  nod-la-nod de echilibru (coloane: noduri; rânduri: CNEC)

$GSK_{\text{nod-la-zonă}}$  Matricea conținând  $GSK$  în zonele de ofertare (coloane: zone de ofertare; rânduri: noduri; suma fiecărei coloane egală cu unu)

(4)  $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru calculate mai sus pot fi exprimați și ca  $PTDF$  zonă-la-zonă. Un  $PTDF_{A,l}$  zonă-la-nod de echilibru reprezintă influența unei variații a poziției nete a zonei de ofertare A asupra unui CNEC  $l$  și presupune un schimb comercial între o zonă de ofertare și un nod de echilibru. Un  $PTDF_{A \rightarrow B,l}$  zonă-la-zonă reprezintă influența unei variații a schimbului comercial de la zona de ofertare A către zona de ofertare B pe CNEC  $l$ .  $PTDF_{A \rightarrow B,l}$  zonă-la-zonă poate fi derivat din  $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru astfel:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = PTDF_{A,l} - PTDF_{B,l}$$

Ecuția 4

(5)  $PTDF$  maxim zonă-la-zonă al unui CNEC ( $PTDF_{z2zmax,l}$ ) este influența maximă pe care oricare schimb din Core o are asupra CNEC respectiv, inclusiv schimburile prin interconectorii HVDC care sunt integrați conform art. 12:

$$PTDF_{z2zmax,l} = \max \left( \max_{A \in BZ} (PTDF_{A,l}) - \min_{A \in BZ} (PTDF_{A,l}), \max_{B \in HVDC} (PTDF_{B,l}) \right)$$

Ecuția 5

cu

$PTDF_{A,l}$   $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru al zonei de ofertare A pe CNEC  $l$

HVDC Set de interconexiuni HVDC integrate conform art. 12

$BZ$  Setul tuturor zonelor de ofertare din Core

$\max_{A \in BZ} (PTDF_{A,l}) - \min_{A \in BZ} (PTDF_{A,l})$   $PTDF$  maxim zonă-la-nod de echilibru al zonelor de ofertare din Core de pe CNEC  $l$

(6) Fluxul de referință ( $F_{ref}$ ) este fluxul de putere activă de pe un CNEC pe baza CGM. În cazul unui CNEC fără contingență  $F_{ref}$  este simulat efectuând direct calculul circulațiilor de puteri în curent continuu din CGM, pe când în cazul unui CNEC cu contingență  $F_{ref}$  este simulat aplicând mai întâi contingența precizată apoi efectuând calculul circulațiilor de puteri în curent continuu.

(7) Fluxul estimat  $F_i$  din situația comercială  $i$  este fluxul de putere activă al unui CNEC în baza fluxului  $F_{ref}$  și abaterea dintre situația comercială luată în considerare în CGM (situație comercială de referință) și situația comercială  $i$ :

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} (\overline{NP}_i - \overline{NP}_{ref})$$

*Ecuția 6*

cu

$\vec{F}_i$	Flux estimat per CNEC în situația comercială $i$
$\vec{F}_{ref}$	Fluxul per CNEC în cadrul CGM (flux de referință)
<b>PTDF</b>	Matricea factorului de distribuție a puterii transportate
$\overline{NP}_i$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare în situația comercială $i$
$\overline{NP}_{ref}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare în situația comercială de referință

(7a) La elementele de rețea cu contingențe ale omologilor tehnici conform art. 20 alin. (6a) etapele menționate la alin. (3) ÷ (7) de mai sus sunt realizate de CCC cu includerea suplimentară a zonei de ofertare a omologului tehnic din Ecuția 5, sub rezerva respectării prevederilor art. 13 alin. (2). CCC utilizează GSK furnizat de omologul tehnic în vederea calculului PTDF și a componentelor fluxului de pe acele elemente de rețea cu contingențe.

## Articolul 12

### Integrarea interconexiunilor de înaltă tensiune în curent continuu pe granițele zonei de ofertare din CCR Core

(1) OTS din Core aplică metodologia evoluată pe bază de flux (EFB) atunci când includ interconexiuni HVDC pe granițele zonei de ofertare din CCR Core<sup>6</sup>. În conformitate cu prezenta

---

<sup>6</sup> EFB este diferită de AHC. AHC impune restricțiile de capacitate ale unei CCR la schimburile interzonale ale altei CCR luând în considerare impactul schimburilor dintre două regiuni de calcul al capacității. De exemplu influența schimburilor dintr-o zonă de ofertare ce este parte a unei CCR ce aplică o metodă coordonată la capacitatea netă de transport este avută în vedere într-o zonă de ofertare ce face parte dintr-o CCR ce aplică metoda pe bază de flux. EFB ia în considerare schimburile comerciale prin interconexiunile HVDC transfrontaliere dintr-o singură CCR ce aplică metoda pe bază de flux a acelei CCR.

metodologie, un schimb interzonal pe o interconexiune HVDC de pe granițele zonei de ofertare din CCR Core este modelat și optimizat explicit ca schimb bilateral în alocarea capacității și este constrâns de impactul fizic pe care acest schimb îl are asupra tuturor CNEC luate în considerare în domeniul final pe bază de flux, utilizat la alocarea capacității.

(2) Pentru a calcula impactul schimbului interzonal asupra unei interconexiuni HVDC de pe CNEC, stațiile de transformare HVDC interzonal se modelează ca două centre virtuale, care funcționează echivalent ca zone de ofertare. Ulterior, impactul unui schimb dintre două zone de ofertare A și B asupra aceluși interconector HVDC va fi exprimat ca un schimb de la zona de ofertare A către centrul virtual reprezentând capătul transmițător al interconexiunii HVDC plus un schimb de la centrul virtual ce reprezintă capătul primitiv al interconexiunii către zona B:

$$PTDF_{A \rightarrow B, l} = (PTDF_{A, l} - PTDF_{VH_1, l}) + (PTDF_{VH_2, l} - PTDF_{B, l})$$

*Ecuția 7*

cu

$PTDF_{VH_1, l}$        $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru al centrului virtual 1 pe un CNEC  $l$ , cu centrul virtual 1 ce reprezintă stația de transformare la capătul transmițător al interconexiunii HVDC localizate în zona de ofertare A

$PTDF_{VH_2, l}$        $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru al centrului virtual 2 pe un CNEC  $l$ , cu centrul virtual 2 ce reprezintă stația de transformare la capătul primitiv al interconexiunii HVDC localizate în zona de ofertare B

(3)  $PTDF$  pentru cele două centre virtuale  $PTDF_{VH_1, l}$  și  $PTDF_{VH_2, l}$  este calculat la fiecare CNEC și ele sunt adăugate ca două coloane suplimentare (reprezentând două zone de ofertare virtuale suplimentare) către matricea  $PTDF$  existentă, câte una pentru fiecare centru virtual.

(4) Centrele virtuale introduse prin prezenta metodologie sunt utilizate numai pentru a modela impactul unui schimb printr-o interconexiune HVDC iar acestor centre virtuale nu li se vor atașa comenzi în algoritmul de cuplare. Cele două centre virtuale au o poziție netă combinată de 0 MW, însă poziția lor netă individuală reflectă schimburile prin interconexiune. Pozițiile nete pe bază de flux ale acestor centre virtuale vor fi de mărime egală, dar vor avea semn opus.

### **Articolul 13**

#### **Luarea în considerare a granițelor zonelor de ofertare din afara Core**

(1) Acolo unde elementele critice din rețeaua CCR Core sunt impactate și de schimburile de energie electrică din afara CCR Core, OTS din Core au în vedere acest impact.

(2) Atunci când OTS Core consideră esențială îmbunătățirea coordonării calculului de capacitate pentru ziua următoare cu un omolog tehnic, o astfel de coordonare îmbunătățită se bazează pe considerarea elementelor de rețea ale omologului tehnic și/sau a elementelor de rețea ale OTS Core

care sunt semnificativ influențate de schimburile cu zona de ofertare gestionată de acest omolog tehnic. O documentație privind descrierea conceptului este stabilită în comun de către toți OTS Core și omologul tehnic. Documentația include o descriere clară cel puțin pentru:

- a) Interfața către prezenta metodologie, incluzând listele și valorile elementelor de rețea și a tuturor parametrilor care vor fi considerați;
- b) Proceduri comune și individuale ce sunt realizate de OTS Core, CCC și omologul tehnic;
- c) Drepturile și obligațiile omologului tehnic și ale OTS Core, în această privință;
- d) Monitorizarea efectelor și a performanței aplicării acestei coordonări îmbunătățite.

Dacă omologul tehnic operează într-o țară care aplică cadrul legislativ al Pieței de Energie din Europa sau dacă a finalizat un acord inter-guvernamental privind piețele de energie, cu Uniunea Europeană, prevederile art. 13 alin. (2) nu se aplică.

Documentația privind descrierea conceptului face obiectul validării unanime de către toate autoritățile de reglementare din Core și trebuie să fie în baza unui acord contractual între toți OTS Core și omologul tehnic. Acolo unde documentația de descriere a conceptului sau a elementelor din aceasta nu au fost unanim validate de către autoritățile de reglementare din Core, OTS Core nu îmbunătățesc cooperarea cu omologul tehnic în calculul capacităților.

Documentația privind descrierea conceptului este revizuită periodic de OTS Core și validate de toate autoritățile de reglementare din Core. Următoarea dată în cauză pentru revizuire și validare se specifică în documentația privind descrierea conceptului.

În urma validării unanime de către autoritățile de reglementare din Core, toți OTS Core aplică și consideră în mod corespunzător, rezultatele din această coordonare îmbunătățită în calculul de capacitate pentru ziua următoare.

(3) În celelalte cazuri, OTS Core consideră utilizarea cuplării hibride standard (SHC) și, acolo unde este posibil, cuplarea hibridă avansată (AHC).

- a) În cazul cuplării hibride standard, OTS din Core iau în considerare schimburile de energie electrică de pe granițele zonei de ofertare din afara CCR Core, ca date de intrare fixe la calculul capacităților pentru ziua următoare. Aceste schimburi de energie electrică, definite drept cele mai bune prognoze ale pozițiilor nete și ale fluxurilor de pe liniile HVDC, sunt definite și agreeate conform art. 19 din CGMM și sunt incorporate în fiecare CGM. Ele impactează  $F_{ref}$  și  $F_{(0,Core)}$  ale tuturor CNEC și astfel cresc sau descresc RAM ale CNEC din Core pentru ca acele CNEC să includă fluxurile ce rezultă din respectivele schimburi. Incertitudinile din prognozele schimburilor de energie electrică sunt implicit integrate în FRM aferentă fiecărui CNEC.
- b) În cadrul AHC, CNEC din metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare limitează nu numai pozițiile nete ale granițelor zonei de ofertare Core, ci și schimburile de energie electrică de pe granițele zonelor de ofertare din CCR adiacente.

- c) Nu mai târziu de șase luni de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), OTS din Core elaborează împreună o propunere de implementare a AHC și o transmit în același interval tuturor autorităților de reglementare din Core ca propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM. Propunerea de implementare a AHC va ținti reducerea volumului de fluxuri neprogramate alocate pe CNEC din CCR Core ce rezultă din schimburile de energie electrică de pe granițele zonei de ofertare din CCR adiacentă. În cazul în care înainte de implementarea prezentei metodologii AHC fusese implementată pe unele granițe ale zonei de ofertare prin inițiativele existente pe bază de flux la calculul capacităților, se poate continua aplicarea ei pe acele granițe ale zonei de ofertare ca parte din calculul capacităților pentru ziua următoare realizată conform prezentei metodologii până când se vor implementa modificările conform prevederilor prezentului alineat.
- d) Până la implementarea AHC, OTS din Core monitorizează precizia schimburilor non-Core din cadrul CGM. OTS din Core raportează precizia acelor prognoze în raportul anual către toate autoritățile de reglementare din Core.

#### **Articolul 14**

##### **Calculul inițial pe bază de flux**

- (1) Ca primă etapă din procesul calculului capacităților pentru ziua următoare, CCC combină listele individuale de CNEC furnizate de toți OTS din Core conform art. 5 alin. (4), într-o singură listă, care constituie lista inițială de CNEC.
- (2) Ulterior, CCC utilizează: lista inițială a CNEC conform alin. (1), CGM conform art. 4 alin. (7) și GSK din fiecare zonă de ofertare conform art. 9 pentru a calcula parametrii inițiali pe bază de flux din fiecare DA CC MTU.
- (3) Parametrii inițiali pe bază de flux se calculează conform art. 11 și constau din valorile  $PTDF_{init}$  și  $\vec{F}_{ref,init}$  ale fiecărui CNEC inițial.
- (3a) La elementele de rețea cu contingențe ale omologilor tehnici conform art. 20 alin. (6a), etapele descrise la alin. (1) ÷ (3) sunt efectuate de CCC pentru a permite o potențială transmitere conform art. 13 alin. (2) a elementelor de rețea cu contingență de către omologul tehnic pentru lista finală de CNEC pe parcursul validării individuale. Până atunci elementele de rețea cu contingențe ale omologilor tehnici nu se iau în considerare drept restricții la formularea domeniului pe bază de flux, și nici la NRAO.

#### **Articolul 15**

##### **Definiția listei finale a CNEC și MNEC la calculul capacităților pentru ziua următoare**

- (1) CCC utilizează lista inițială a CNEC determinate conform art. 14 și elimină acele CNEC la care  $PTDF_{init}$  maxim zonă-la-zonă nu este mai mare de 5%. CNEC rămase constituie lista finală de CNECs.

(2) CCC utilizează listele MNEC transmise de OTS din Core și le combină într-o listă comună a MNEC, ce vor fi monitorizate pe parcursul NRAO pe baza informațiilor furnizate de OTS din Core conform art. 5. În conformitate cu art. 16alin. (3) lit. (d)(vi), încărcarea suplimentară ce rezultă din efectuarea NRAO pe MNEC poate fi limitată în timpul NRAO, asigurând totodată acceptarea permanentă a unei anumite încărcări suplimentare până la pragul definit.

## Articolul 16

### Optimizarea acțiunilor de remediere necostisitoare

(1) Procesul NRAO coordonează și optimizează utilizarea și aplicarea RA necostisitoare conform art. 10, cu scopul de a extinde și securiza domeniul pe bază de flux în jurul punctului estimat de funcționare a rețelei, reprezentat de pozițiile nete de referință și de schimburi.

(2) NRAO este un proces automat, coordonat și reproductibil de optimizare realizat de CCC care aplică RA necostisitoare definite conform art. 10. Înainte de începerea NRAO, CCC aplică setarea inițială a RA necostisitoare și costisitoare determinată și furnizată de OTS individuali conform art. 10 alin.(4) și (5).

(3) NRAO constă din următoarele – funcție obiectivă, variabile și restricții:

- a) Funcția obiectivă a NRAO constă în maximizarea celei mai mici RAM relative a tuturor CNEC limitatoare. Restricțiile externe nu se includ în această funcție obiectivă.

$$\min_{\text{limitingCNECs}} (RAM_{rel}) \rightarrow \text{tobemaximised}$$

- b) Procesul de optimizare iterează<sup>7</sup> peste stările de comutare (adică activate sau neactivate) ale măsurilor topologice și pozițiile plotului PST pentru a maximiza acest obiectiv. RA preventive ar putea fi, împreună, asociate tuturor CNEC, pe când RA curative pot fi optimizate independent pentru fiecare contingență.

- c) Într-un anumit stadiu al optimizării,  $RAM_{nrao}$  al unui CNEC are în vedere fluxurile ce vin din pozițiile nete de referință și din schimburi, precum și din stările de comutare ale RA. Prin urmare  $PTDF_{nrao}$  și  $F_{nrao}$  sunt actualizate pentru fiecare CNEC în timpul fiecărei iterări/repetări a optimizării. Calcularea  $RAM_{nrao}$  și a  $RAM_{nrao}$  relative pentru un anumit CNEC este exprimată în Ecuația 8 și Ecuația 9 și are la bază  $F_{max}$ ,  $FRM$  și  $F_{ref,init}$ .

$$\overrightarrow{RAM}_{nrao} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{ref,init} + \vec{F}_{nrao}$$

Ecuația 8

<sup>7</sup> O optimizare globală ce găsește soluția optimă într-o singură iterație va fi de asemenea acceptabilă atât timp cât rezultatul final al optimizării este cel puțin la fel de bun ca acela obținut prin procesul iterativ descris, adică va conduce la o valoare mai mare a funcției obiective îndeplinind totodată toate restricțiile.

cu

$\overline{RAM}_{nrao}$	RAM per CNEC pe parcursul optimizării NRAO
$\vec{F}_{ref,init}$	Flux de referință per CNEC în CGM din calculul inițial pe bază de flux
$\vec{F}_{nrao}$	Modificarea fluxului per CNEC prin RA preventive și/sau curative, derivate din simulările efectuate pe CGM (fiind inițial zero)

$$RAM_{rel} = \frac{RAM_{nrao}}{\sum_{(A,B) \in \text{neighbouring Core bidding zones pairs}} |PTDF_{A \rightarrow B, nrao}|} \text{ if } RAM_{nrao} \geq 0$$
$$RAM_{rel} = RAM_{nrao} \text{ if } RAM_{nrao} < 0^8$$

### Ecuția 9

cu

$PTDF_{A \rightarrow B, nrao}$  PTDF zonă-la-zonă pentru iterația curentă de optimizare

d) Constrângerile NRAO sunt:

- (i)  $F_{max}$ ,  $FRM$  și  $F_{ref,init}$  per CNEC;
- (ii) Domeniul disponibil al pozițiilor plotului la fiecare PST;
- (iii) PST paralele definite de OTS au poziții egale ale plotului;
- (iv) O RA poate fi asociată doar cu un CNEC, dacă are un impact pozitiv minim asupra funcției obiective sau asupra restricției;
- (v) Numărul maxim de acțiuni de remediere curative necostisitoare activate per CNEC (cu contingență);
- (vi)  $RAM_{nrao}$  a MNEC este pozitivă. O  $RAM_{nrao}$  inițială minimă (în punctul de referință fără RA) de 50 MW se aplică pentru MNEC;
- (vii) Fluxul în buclă pe fiecare CNEC interzonal, care este egal cu  $F_{0,all}$  calculat conform art. 17 alin. ((3) ) nu va crește peste nici una dintre cele de mai jos:
  - d) (vii) 1. Valoarea inițială a  $F_{0,all}$  a CNEC considerat înainte de NRAO în cazul în care această valoare este mai mare sau egală cu pragul fluxului în buclă definit la art. 10 alin. (5);

<sup>8</sup>  $RAM_{rel}$  ignoră PTDF a CNEC supraîncărcate pentru a rezolva mai întâi cele mai mari suprasarcini absolute.

d) (vii) 2. Pragul fluxului în buclă definit la art. 10 alin. (5) în cazul în care valoarea inițială a  $F_{0,all}$  a CNEC considerată înainte de NRAO este mai mică decât pragul fluxului în buclă definit la art. 10 alin. (5);

(4) Ca rezultat al NRAO o serie de RA este asociată la fiecare CNEC.  $PTDF$  și  $F_{ref}$  sunt actualizate astfel:

a)  $PTDF_f = PTDF_{nrao}$  direct din rezultatele optimizării;

b)  $\vec{F}_{ref} = \vec{F}_{ref,init} - \vec{F}_{nrao}$ , în baza RA asociate fiecărui CNEC prin NRAO.

(5) RA necostisitoare aplicate la sfârșitul NRAO sunt transparente pentru toți OTS din CCR Core, precum și din CCR adiacente și se consideră ca date de intrare în analiza coordonată a siguranței în funcționare stabilită conform art. 75 din Regulamentul SO.

(6) Un schimb de RA prevăzute în fiecare CCR, cu impact suficient asupra capacității interzonale din alte CCR, este coordonat între CCC. CCC are în vedere aceste informații pentru aplicarea coordonată a RA din CCR Core;

(7) În fiecare an de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3) CCC, prin coordonare cu OTS din Core, analizează eficiența NRAO și prezintă rezultatele respectivei analize în raportul anual. Analiza conține o analiză ex-post pentru a constata dacă NRAO a sporit efectiv capacitatea interzonală în direcția cea mai valoroasă a pieței. Analiza pune accent pe datele din funcționarea anului anterior și include cel puțin următoarele informații:

a) O evaluare a disponibilității RA necostisitoare furnizate de OTS din Core, inclusiv numărul mediu de RA necostisitoare transmis de fiecare OTS din Core;

b) În cazul OTS din Core care nu au transmis RA necostisitoare – justificarea motivului pentru care nu au făcut-o;

c) La fiecare CNEC cu preț umbră non-zero:  $\overline{PTDF}_{init}$ ,  $\overline{PTDF}_f$ ,  $F_{ref,init}$  și  $F_{nrao}$ ; și

d) O estimare a punctului de clearing al pieței (și bunăstarea pieței respective) care s-ar fi produs dacă nu s-ar fi efectuat NRAO (însă incluzând alte etape din calculul capacității precum RAM min, includerea LTA și o estimare a fazei de validare);

(8) În baza finalizării analizei menționate în alineatul anterior, OTS din Core pot propune modificări în NRAO trasmițând la toate autoritățile de reglementare din Core o propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM.

## Articolul 17

### Ajustare pentru RAM minimă

(1) Pentru a aborda cerința de la art. 21 alin. (1) lit. (b)(ii) al Regulamentului CACM, OTS din Core se asigură că RAM a fiecărui CNEC ce determină capacitatea interzonală, nu scade niciodată sub o RAM minimă, cu excepția cazurilor de reduceri ale validării definite la 1 (e)**Error! Reference source not found.**

(2) În vederea determinării ajustării *RAM* minime a unui CNEC, fluxul din situația fără schimburi comerciale în CCR Core este calculat prima dată setând pozițiile nete ale Core  $\overline{NP}_i$  din Ecuația 6 la zero pentru toate zonele de ofertare din Core, ceea ce conduce la următoarea ecuație:

$$\vec{F}_{0,Core} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF}_f \overline{NP}_{ref,Core}$$

Ecuția 10

cu

$\vec{F}_{0,Core}$	Fluxul per CNEC în situația fără schimburi comerciale în CCR Core
$\vec{F}_{ref}$	Fluxul per CNEC din CGM după NRAO
$\mathbf{PTDF}_f$	Matricea factorului de distribuție a puterii transportate din CCR Core
$\overline{NP}_{ref,Core}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare inclusă în CGM

(3) Ulterior CCC calculează  $F_{0,all}$ , care este fluxul pe fiecare CNEC într-o situație fără vreun schimb comercial între zonele de ofertare din Europa Continentală sau între zonele de ofertare din Europa Continentală și zonele de ofertare din alte regiuni sincrone. Pentru acest calcul, CCC setează la zero toate schimburile pe interconectorii c.c. dintre Europa Continentală și alte regiuni sincrone, iar apoi va calcula PTDF zonali pentru toate zonele de ofertare din regiunea sincronă Europa Continentală, la fiecare CNEC. În vederea acestui calcul CCC utilizează GSK transmise de OTS implicați către platforma Modelului Comun de Rețea, iar când acestea nu sunt disponibile, CCC utilizează un GSK unde toate nodurile cu injecții pozitive participă la modificare proporțional cu injecția lor. Ulterior, CCC calculează  $F_{0,all}$  cu următoarea Ecuația 11.

$$\vec{F}_{0,all} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF}_{all} \overline{NP}_{ref,all}$$

Ecuția 11

cu

$\vec{F}_{0,all}$	Fluxul per CNEC într-o situație fără vreun schimb comercial între zonele de ofertare din Europa Continentală sau între zonele de ofertare din Europa Continentală și zonele de ofertare din alte regiuni sincrone
$\mathbf{PTDF}_{all}$	Matricea factorului de distribuție a puterii transportate pentru toate zonele de ofertare din Europa Continentală și toate CNEC din Core
$\overline{NP}_{ref,all}$	Pozițiile nete totale per zonă de ofertare din Europa Continentală incluse în CGM

(4) Fluxul presupus, rezultat din schimburi comerciale în afara CCR Core ( $F_{uaf}$ ), este apoi calculat pentru fiecare CNEC astfel:

$$\vec{F}_{uaf} = \vec{F}_{0,Core} - \vec{F}_{0,all}$$

*Ecuția 12*

cu

$\vec{F}_{uaf}$  Fluxul per CNEC presupus, rezultat din schimburi comerciale în afara CCR Core

(5) Obiectivul principal al ajustării RAM minime este acela de a asigura cel puțin rezervarea unui procent specific al  $F_{max}$  definit la alin. (9) pentru schimburi comerciale pe toate granițele zonei de ofertare, inclusiv cele din afara CCR Core. Aceasta înseamnă că suma RAM (capacitatea oferită în CCR Core) și  $F_{uaf}$  (capacitatea oferită în afara CCR Core) pe CNEC din Core va fi egală cu sau mai mare decât procentul specific al  $F_{max}$  definit la alin. (9). În cazul în care procentul specific definit la alin. (9) este exprimat în general ca factor RAM minim ( $R_{amr}$ ), atunci urmează că:

$$RAM + F_{uaf} \geq R_{amr} \cdot F_{max}$$

*Ecuția 13*

(6) Ajustarea RAM minime are ca scop să asigure îndeplinirea permanentă a inegalității anterioare, prin urmare AMR este adăugată astfel:

$$RAM + F_{uaf} + AMR = R_{amr} \cdot F_{max}$$

$$RAM = F_{max} - FRM - F_{0,Core}$$

*Ecuția 14*

(7) RAM minimă disponibilă pentru tranzacționare pe fiecare CNEC din CCR Core nu se va situa sub 20% din  $F_{max}$ .

(8) Având în vedere cerințele anterioare, AMR a unui CNEC este finalmente determinată prin următoarea ecuație:

$$AMR = \max \left( \begin{array}{l} R_{amr} \cdot F_{max} - F_{uaf} - (F_{max} - FRM - F_{0,Core}), \\ 0.2 \cdot F_{max} - (F_{max} - FRM - F_{0,Core}), 0 \end{array} \right)$$

*Ecuția 15*

cu

$F_{max}$  Flux maxim admisibil

$FRM$  Marja de fiabilitate a fluxului

$F_{uaf}$	Fluxul per CNEC ce rezultă din schimburile comerciale estimate din afara CCR Core
$F_{0,Core}$	Fluxul în situația fără schimburi comerciale în CCR Core
$R_{amr}$	Factorul RAM minime

(9) Factorul RAM minim  $R_{amr}$  este egal cu 0,7 la toate CNEC, cu excepția acelor pentru care s-a acordat derogare sau a fost stabilit un plan de acțiuni spre a aborda congestiile structurale conform legislației relevante din Uniune. În cazul unei astfel de derogări sau al unui astfel de plan de acțiune  $R_{amr}$  va fi definit printr-o traiectorie liniară definită în Anexa II-a prezentei metodologii, dacă nu cumva a fost definit în alt mod în deciziile privind derogările sau planurile de acțiune conform cu legislația relevantă din Uniune. În acest din urmă caz OTS afectat (-ți) de aceste derogări sau planuri de acțiune informează toate autoritățile de reglementare din Core și ACER despre valorile  $R_{amr}$  aplicabile în perioada în cauză, pentru care s-a acordat derogarea sau a fost stabilit planul de acțiuni.

## **Articolul 18**

### **Includerea capacității alocate pe termen lung (LTA)**

(1) În conformitate cu art. 21 alin. (1) lit. (b)(iii) din Regulamentul CACM, OTS din Core aplică următoarele reguli spre a avea în vedere capacitatea interzonală alocată anterior:

- a) Regulile se asigură că capacitățile interzonale pot include toate combinațiile pozițiilor nete ce ar putea rezulta din capacitatea interzonală alocată anterior.
- b) Capacitățile alocate anterior pe toate granițele zonei de ofertare din CCR Core sunt capacități alocate pe termen lung (LTA) calculate și alocate conform cu Regulamentul FCA.
- c) Până la implementarea calculului capacităților pe termen lung, menționată la alin. (1) b), LTA are la bază valorile istorice ale capacităților alocate pe termen lung și orice modificare este coordonată în comun și agreată de toți OTS din Core cu sprijinul CCC.

(1a) De la etapa go-live din cadrul implementării prezentei metodologii în conformitate cu art. 28 alin. (3), toți OTS din Core implementează regulile stabilite la alin. 1 prin includerea extinsă a LTA.

Dacă OTS Core concluzionează că implementarea includerii LTA extinse nu este fezabilă, de la etapa go-live a implementării prezentei metodologii în conformitate cu art. 28 (3), OTS Core pot propune NRA Core să-și dea acordul privind implementarea în comun a regulilor prevăzute la alin. (1) prin metoda marjei LTA, ca o soluție temporară pentru o perioadă limitată de timp. OTS Core furnizează o justificare temeinică NRA Core.

Când includerea LTA extinse este operațională, OTS Core pot aplica metoda marjei LTA ca o soluție de revenire la metoda anterioară, pentru o perioadă limitată de timp. OTS Core furnizează o justificare temeinică NRA Core.

OTS Core revizuiască în mod regulat alegerea metodei includerii LTA extinse în raport cu metoda alternativă LTA<sub>marja</sub>, și propun NRA Core să modifice metoda dacă se consideră oportun.

- a) Metoda marjei LTA conform alineatelor (2)÷(5) se asigură că RAM a fiecărui CNEC rămâne non-negativă în toate combinațiile pozițiilor nete ce ar putea rezulta din capacitatea interzonală alocată anterior. Capacitățile interzonale constau din domeniul pe bază de flux.
- b) Atunci când se aplică includerea extinsă a LTA, capacitățile interzonale constau din domeniul pe bază de flux fără includerea LTA sau a domeniului LTA.

(2) În cazul în care o restricție externă restricționează pozițiile nete ale Core conform art. 7 alin. (2) lit. a), aceasta se va adăuga ca rând suplimentar în matricea  $\mathbf{PTDF}_f$  și la vectorii  $\vec{F}_{max}$ ,  $\vec{F}_{ref}$ ,  $\overrightarrow{FRM}$ , și  $\overrightarrow{AMR}$  astfel:

- a) Valoarea  $PTDF$  din coloana aferentă zonei de ofertare ce aplică respectiva restricție externă, se stabilește la 1 pentru limita de export, respectiv la -1 pentru limita de import;
- b) Valorile  $PTDF$  din coloanele tuturor celorlalte zone de ofertare se stabilesc la zero;
- c) Valoarea  $F_{max}$  se stabilește la volumul restricției externe;
- d) Valoarea  $F_{ref}$  se stabilește la poziția netă a Core din CGM al zonei de ofertare ce aplică acea restricție externă, adică  $NP_{ref}$  din ecuația de mai jos; și
- e) Valorile  $FRM$  și  $AMR$  se setează la zero;

(3) Prima etapă din includerea LTA constă în calculul fluxului fiecărui CNEC (inclusiv restricțiile externe) la fiecare combinație a pozițiilor nete ce rezultă din utilizarea integrală a capacităților alocate anterior pe toate granițele zonei de ofertare din CCR Core în baza **Ecuația 6**:

$$\vec{F}_{LTAi} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}_f(\overrightarrow{NP}_{LTAi} - \overrightarrow{NP}_{ref})$$

*Ecuația 16*

cu

$\vec{F}_{LTAi}$	Fluxul per CNEC din LTA, combinația $i$ de utilizare a capacității
$\vec{F}_{ref}$	Fluxul per CNEC din CGM după NRAO
$\mathbf{PTDF}_f$	Matricea factorului de distribuție a puterii transportate zonă-la-nod de echilibru
$\overrightarrow{NP}_{LTAi}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare în combinația $i$ de utilizare a capacității LTA
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare din CGM

(4) La un CNEC dat, fluxul maxim orientat din includerea LTA este deci

$$F_{LTA,max} = \max_i F_{LTAi}$$

*Ecuția 17*

(5) În cele din urmă ajustarea pentru includerea LTA este:

$$LTA_{margin} = \max (F_{LTA,max} + FRM - AMR - F_{max}; 0)$$

*Ecuția 18*

(5a) În cazul în care se aplică metoda LTA extinsă, OTS din Core pot efectua suplimentar etapele descrise în alineatele (2)-(5) cu singurul scop de a pune la dispoziție un domeniu pe bază de flux cu includerea LTA ca date de intrare pentru validarea individuală descrisă la art. 19 și 20.

## Articolul 19

### Calculul parametrilor pe bază de flux înainte de validare

În baza domeniului inițial pe bază de flux și a listei finale de CNEC, CCC calculează RAM dinaintea validării la fiecare CNEC folosind următoarele etape secvențiale:

- Calcularea  $F_{ref}$  și a  $PTDF_f$  prin NRAO conform art. 16;
- Calcularea<sup>9</sup>ajustării pentru RAM (AMR) minimă conform art. 17;
- Calcularea ajustării pentru includerea LTA conform art. 18;
- Calcularea RAM înainte de validare astfel:

$$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA_{margin}} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{0,Core} + \overrightarrow{AMR} + \overrightarrow{LTA}_{margin}$$

*Ecuția 19a*

cu

$\vec{F}_{max}$	Flux maxim de putere activă conform art. 6
$\overrightarrow{FRM}$	Marja de fiabilitate a fluxului conform art. 8
$\vec{F}_{0,Core}$	Flux fără schimburi comerciale în CCR Core, descris în Ecuția 10. La restricțiile externe, în conformitate cu art. 18 alin. (2), acest flux este egal cu zero.
$\overrightarrow{AMR}$	Ajustare pentru RAM minimă conform art. 17
$\overrightarrow{LTA}_{margin}$	Marja fluxului pentru includerea LTA conform art. 18
$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA_{margin}}$	Marja disponibilă remanentă înainte de validare cu aplicarea marjei de flux pentru includerea LTA conform art. 18

<sup>9</sup>AMR,  $F_{0,Core}$  și FRM nu se aplică la constrângerile externe și vor fi zero pentru astfel de constrângeri.

- e) În cazul în care se aplică metoda LTA extinse conform art. 18(1a)(b) calculul  $RAM$  înainte de validare este după cum urmează:

$$\overline{RAM}_{bv,noLTAmargin} = \vec{F}_{max} - \overline{FRM} - \vec{F}_{0,Core} + \overline{AMR}$$

*Ecuția 19b*

cu

$\overline{RAM}_{bv,noLTAmargin}$  Marja disponibilă rămasă pentru validare fără aplicarea marjei de flux pentru includerea LTA conform art. 18

## Articolul 20

### Validarea parametrilor pe bază de flux

- (1) OTS din Core validează și au dreptul să corecteze capacitatea inerzonală din motive de siguranță în funcționare pe parcursul validării, individual și în mod coordonat.
- (2) Validarea capacității constă din două etape. În prima etapă OTS din Core analizează într-un mod coordonat dacă capacitatea interzonală ar putea încălca limitele siguranței în funcționare și dacă au suficiente RA spre a evita astfel de abateri. În cea de-a doua etapă fiecare OTS din Core analizează individual dacă capacitatea interzonală ar putea încălca limitele siguranței în funcționare în propria sa zonă de control.
- (2a) În cazul în care OTS din Core aplică metoda marjei LTA conform art. 18(1a)(a), validarea capacității are la bază domeniul pe bază de flux cu  $RAM_{bv,LTAmargin}$ . În cazul în care OTS din Core aplică metoda includerii LTA extinse conform art. 18(1a)(b), validarea capacității are la bază corpul convex al domeniului pe bază de flux cu  $RAM_{bv,noLTAmargin}$  și domeniul LTA, însă pentru validarea individuală conform alin. (5), fiecare OTS din Core poate decide să pună bază pe  $RAM_{bv,LTAmargin}$  în locul acesteia.
- (3) În procesul validării capacității interzonale OTS din Core fac schimb de informații privind toate RA estimate disponibile (necostisitoare și costisitoare) din CCR Core, definite conform art. 22 din Regulamentul SO. În cazul în care capacitatea interzonală ar putea duce la încălcarea siguranței în funcționare, toți OTS din Core, în coordonare cu CCC, verifică dacă poate fi evitată acea încălcare prin aplicarea RA. În acest proces, CCC se coordonează cu CCC vecini privind utilizarea RA care au impact asupra CCR învecinate. La acele CNEC unde toate RA disponibile nu sunt suficiente spre a evita încălcarea siguranței în funcționare, OTS din Core prin coordonare cu CCC, pot reduce  $RAM_{bv,LTAmargin}$  sau  $RAM_{bv,noLTAmargin}$  până la valoarea maximă care evită încălcarea siguranței în funcționare. Această reducere este numită 'validarea coordonată' (CVA) iar  $RAM$  ajustată este numită  $RAM$  după ajustarea validării coordonate'.
- (4) Validarea coordonată conform alin. (3) se implementează treptat. Pe parcursul primului an de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), validarea coordonată poate fi limitată la schimbul de informații despre RA disponibile (necostisitoare și costisitoare) din CCR Core și la

sfatul CCC către OTS individuali în baza experienței sale operaționale. Ulterior, procesul simplificat se înlocuiește, treptat, de o analiză deplină până la douăzeci și patru de luni de la implementarea prezentei metodologii. În decurs de optsprezece luni de la implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), toți OTS din Core transmit la toate autoritățile de reglementare din Core o propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM, precizând în continuare procesul și cerințele de validare coordonată. Propunerea include cel puțin:

- a) Rolul CCC în evaluarea și comunicarea acțiunilor de remediere disponibile; și
- b) Un proces de evaluare în mod coordonat (între OTS din Core și CCC) dacă sunt suficiente RA pentru a evita reducerile de capacitate.

(5) După validarea coordonată, fiecare OTS din Core validează și are dreptul să descrească RAM din motive de siguranță în funcționare pe parcursul validării individuale. Ajustarea datorată validării individuale este numită ajustarea validării individuale' (*IVA*) și are o valoare pozitivă, adică poate reduce numai RAM. *IVA* poate reduce RAM doar până la nivelul minim necesar să asigure siguranța în funcționare luând în considerare toate RA estimate disponibile costisitoare și necostisitoare conform art. 22 din Regulamentul SO. Ajustarea validării individuale se poate efectua în următoarele situații:

- a) Producerea unei contingente excepționale sau a unei opriri forțate conform definiției de la art. 3 alin. (39) și art. 3 alin. (77) din Regulamentul SO;
- b) Atunci când toate RA disponibile costisitoare și necostisitoare nu sunt suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare, având în vedere analiza CCC conform alin. 2a) și prin coordonare cu CCC când este necesar;
- c) O greșeală în datele de intrare care conduce la o supraestimare a capacității interzonale din perspectiva siguranței în funcționare; și/sau
- d) O nevoie potențială de a acoperi fluxurile de putere reactivă pe anumite CNEC.

(6) În cazul în care toate RA disponibile costisitoare și necostisitoare nu sunt suficiente spre a asigura siguranța în funcționare pe un element intern de rețea cu o contingență specifică, care nu este definit ca CNEC și al cărui PTDF maxim zonă-la-zonă este peste pragul PTDF menționat la art. 15 alin. (1), OTS din Core competent ar putea în mod excepțional să adauge acel element intern de rețea cu contingență asociată în lista finală de CNEC. RAM a acestui CNEC excepțional reprezintă cea mai mare RAM ce asigură siguranța în funcționare având în vedere toate RA disponibile costisitoare și necostisitoare.  $PTDF_{init}$  conform art. 14 alin. (3) se utilizează spre a determina dacă PTDF al CNEC suplimentar este peste pragul PTDF. Atunci când se aplică CNEC suplimentar pe parcursul calculului parametrilor finali pe bază de flux, se ia în considerare valoarea  $PTDF_f$  din cadrul NRAO conform art. 16.

(6a) Un omolog tehnic ar putea, sub rezerva art. 13 alin. (2), să adauge în lista finală de CNEC un element de rețea cu contingență specifică pentru care PTDF maxim zonă-la-zonă este peste pragul PTDF menționat la art. 15 alin. (1) în coroborare cu art. 11 alin. (7a).

(7) Atunci când se face validarea, OTS din Core iau în considerare limitele siguranței în funcționare conform art. 6alin. ((1) ). În timp ce analizează aceste limite, ei pot lua în considerare modele

suplimentare de rețea precum și alte informații relevante. Prin urmare, OTS din Core utilizează instrumentele elaborate de CCC pentru analiză, însă ei pot utiliza, de asemenea, instrumente de verificare ce nu sunt disponibile pentru CCC.

(8) În cazul unei reduceri necesare din cauza situațiilor definite la alin. 1.a), un OTS poate folosi o valoare pozitivă pentru *IVA* la propriile sale CNEC sau poate adapta restricțiile externe, conform art. 7, spre a reduce capacitatea interzonală pentru propria zonă de ofertare.

(9) În cazul unei reduceri necesare din cauza situațiilor definite la alin.(1) b), (c), și (d), un OTS poate folosi o valoare pozitivă a *IVA* la propriile sale CNEC. În cazul unei situații definite în alin. 1.c), un OTS din Core ar putea, ca măsură de ultimă instanță, să solicite o hotărâre comună pentru a lansa parametrii implicați pe bază de flux conform art. 22.

(10) După ajustările de validare coordonate și individuale,  $RAM_{bn}$  înainte de ajustarea pentru nominalizările pe termen lung se calculează de către CCC la fiecare CNEC și restricție externă conform Ecuația 20a, în cazul în care se aplică metoda marjei LTA, și conform ecuației 20b, în cazul în care se aplică includerea LTA extinse:

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

*Ecuația 20a*

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

*Ecuația 20b*

cu

$\overrightarrow{RAM}_{bn}$	Marja disponibilă remanentă înainte de ajustarea pentru nominalizările pe termen lung
$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin}$	Marja disponibilă remanentă înainte de validare conform art. 19 lit. d)
$\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin}$	Marja disponibilă remanentă înainte de validare conform art. 19 lit. e)
$\overrightarrow{CVA}$	Ajustarea validării coordonate
$\overrightarrow{IVA}$	Ajustarea validării individuale

(11) O reducere a capacităților interzonale în timpul validării, separat pentru validarea coordonată și cea individuală, se comunică și se justifică față de participanții la piață și de toate autoritățile de reglementare din Core în conformitate cu art. 25, respectiv art. 27.

(12) Numai atunci când OTS din Core aplică metoda marjei LTA conform art. 18(1a)(a), reducerile de capacitate prin *CVA* și *IVA* se asigură că  $RAM_{bn}$  rămâne non-negativă în toate combinațiile de

nominalizări ce rezultă din LTA, pentru a îndeplini cerința prevăzută la art. 18(1)(a). O astfel de restricție este descrisă la fiecare CNEC, inclusiv restricțiile externe, prin următoarea ecuație:

$$CVA + IVA \leq F_{max} - FRM + AMR + LTA_{margin} - F_{LTA,max}$$

*Ecuația 21*

cu

*CVA* Ajustarea validării coordonate

*IVA* Ajustarea validării individuale

*F<sub>LTA,max</sub>* Flux maxim orientat din includerea LTA conform *Ecuația 17*

(13) O dată la fiecare trei luni în raportul trimestrial CCC oferă toate informațiile despre reducerile capacității interzonale, separat pentru validările coordonate și individuale. Raportul trimestrial include cel puțin următoarele informații la fiecare CNEC din domeniul prerezolvat afectat de o reducere și pentru fiecare DA CC MTU:

- (a) Identificarea CNEC;
- (b) Toate componentele corespunzătoare ale fluxului conform art. 25(2)(d)(vii);
- (c) Volumul reducerii, prețul umbră al CNEC ce rezultă din SDAC și pierderea de pe piață estimată din surplusul economic din cauza reducerii;
- (d) Motivul (-ele) detaliat (-e) al(-e) reducerii, inclusiv limita (-ele) siguranței în funcționare care ar fi fost încălcată (-e) fără reduceri, precum și dacă în astfel de circumstanțe aceste limite ar fi fost încălcate;
- (e) În cazul în care un element intern de rețea cu o contingență specifică a fost adăugat în mod excepțional în lista finală de CNEC pe parcursul validării: justificarea motivului adăugării pe listă a elementelor de rețea cu contingență specifică a fost acela că era singura cale de a asigura siguranța în funcționare, numele sau identificatorul elementelor interne de rețea cu contingență specifică, DA CC MTU în care au fost adăugate în listă elementele interne de rețea cu contingență specifică și informațiile menționate în punctele (b) și (c) de mai sus;
- (f) Acțiunile de remediere incluse în CGM înainte de calculul capacităților pentru ziua următoare;
- (g) În caz de reducere din cauza validării individuale, OTS care invocă reducerea; și
- (h) Măsurile propuse pentru a evita reduceri similare în viitor.

(14) Raportul trimestrial include de asemenea cel puțin următoarele informații agregate:

- a) Date statistice privind numărul, cauzele, volumul și pierderea estimată din surplusul economic prin reducerile aplicate de diferiți OTS; și
- b) Măsurile generale pentru a evita pe viitor reduceri ale capacității interzonale.

(15) Atunci când un anumit OTS din Core reduce capacitatea pentru CNEC sale în peste 1% din DA CC MTU în trimestrul analizat, OTS respectiv transmite la CCC un raport detaliat și un plan de acțiuni care descriu modul în care se estimează că astfel de abateri vor fi atenuate și rezolvate pe viitor. Acest raport și plan de acțiuni vor fi incluse ca anexă la raportul trimestrial.

## Articolul 21

### Calculul și publicarea parametrilor finali pe bază de flux

(1) Nu mai târziu de ora 8:00 a pieței pentru ziua următoare, CCC publică în fiecare DA CC MTU a zilei următoare parametrii pe bază de flux înainte de nominalizările pe termen lung. Acești parametri sunt  $PTDF_f$  și  $RAM_{bn}$  ale CNEC prerezolvate și restricțiile externe. CCC elimină acele valori ale  $RAM_{bn}$  și  $PTDF_f$  care sunt redundante și, în consecință, pot fi eliminate fără a impacta alocarea eventuală a capacității interzonale. CNEC prerezolvate și restricțiile externe asigură ca alocarea capacității să nu depășească CNEC care limitează sau restricția externă. În plus, CCC publică domeniul LTA.

(2) După ce CCC primește toate nominalizările de capacitate interzonală alocată pe termen lung (nominalizări pe termen lung) calculează la fiecare CNEC și restricție externă fluxul care rezultă din aceste nominalizări ( $F_{LTN}$ ). Acest calcul se realizează înmulțind pozițiile nete care reflectă nominalizările pe termen lung cu  $PTDF_f$ . Această etapă este descrisă în Ecuația 22:

$$\vec{F}_{LTN} = \mathbf{PTDF}_f \overline{NP}_{LTN}$$

*Ecuația 22*

cu

$\vec{F}_{LTN}$	Fluxul după luarea în considerare a LTN
$\mathbf{PTDF}_f$	Matricea factorului de distribuție a puterii transportate
$\overline{NP}_{LTN}$	Poziția netă a Core per zonă de ofertare ce rezultă din LTN

(3) CCC calculează  $RAM_f$  finală a fiecărui CNEC precum și restricția externă astfel:

$$\overline{RAM}_f = \overline{RAM}_{bn} - \vec{F}_{LTN}$$

*Ecuația 23*

unde

$\overline{RAM}_{bn}$	Marja disponibilă remanentă înainte de ajustarea LTN
$\vec{F}_{LTN}$	Fluxul după luarea în considerare a LTN
$\overline{RAM}_f$	Marja disponibilă remanentă finală

(3a) După ce CCC primește toate nominalizările de capacitate interzonală alocată pe termen lung (nominalizări pe termen lung), ajustează, de asemenea, domeniul LTA pentru nominalizările pe termen lung.

(4) Parametrii finali pe bază de flux vor fi  $PTDF_f$  și  $RAM_f$  pentru CNEC prerezolvate și restricțiile externe. În conformitate cu art. 46 din Regulamentul CACM, CCC se asigură că în fiecare DA CC MTU, să se transmită către NEMO relevanți, parametrii finali pe bază de flux și domeniul LTA ajustat pentru nominalizările pe termen lung imediat ce aceștia sunt disponibili, dar nu mai târziu de ora 10:30 a pieței pentru ziua următoare. CCC publică, de asemenea acești parametri pe bază de flux în fiecare DA CC MTU a zilei următoare nu mai târziu de ora 10:30 a pieței pentru ziua următoare.

(5) Atunci când date lipsă au împiedicat calculul parametrilor finali pe bază de flux, domeniul final pe bază de flux este domeniul pe bază de flux care rezultă din procedura de ultimă instanță de la calculul capacității pentru ziua următoare conform art. 22.

(6) În cazul în care CCC nu poate să asigure parametrii finali pe bază de flux către NEMO până la 10:30 h a pieței pentru ziua următoare, respectivul calculator al capacității coordonate notifică NEMO relevanți. În astfel de cazuri CCC transmite parametrii finali pe bază de flux către NEMO nu mai târziu de 30 minute înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare.

## Articolul 22

### Procedura de ultimă instanță la calculul capacităților pentru ziua următoare

În conformitate cu art. 21 alin. (3) din Regulamentul CACM, atunci când calculul capacităților pentru ziua următoare în DA CC MTU specifice, nu conduce spre parametrii finali pe bază de flux din cauza, printre altele, unei avarii tehnice a instrumentelor, o eroare în infrastructura de comunicații, sau unor date de intrare corupte sau lipsă, OTS din Core și CCC calculează rezultatele lipsă folosind rezultatele calculului inițial pe bază de flux pentru a derula direct calculul parametrilor finali pe bază de flux conform art. 21. În cazul în care nici aceasta nu conduce la parametrii finali pe bază de flux, OTS din Core și CCC calculează rezultatele lipsă rămase folosind una dintre următoarele două proceduri de ultimă instanță pentru calculul capacităților:

- a) Atunci când calculul capacităților pentru ziua următoare nu reușește să asigure parametrii pe bază de flux strict pentru mai puțin de trei ore consecutive, CCC calculează parametrii lipsă pe bază de flux prin metoda cuprinderii. Metoda cuprinderii are la bază uniunea dintre parametrii pe bază de flux anteriori și subsecvenți disponibili (ce rezultă din intersecția celor două domenii pe bază de flux) ajustați cu poziții nete zero în Core (pentru a elimina impactul pozițiilor nete de referință). Toate restricțiile pe bază de flux din seturile de date anterioare și subsecvente sunt mai întâi convertite în poziții nete zero ale Core. După aceea, toate restricțiile anterioare și subsecvente sunt combinate, restricțiile redundante sunt înlăturate iar restricțiile prerezolvate sunt ajustate pentru nominalizările pe termen lung conform art. 21. În cazul în care se aplică metoda includerii LTA extinse, domeniul LTA pentru orele lipsă conține pentru fiecare graniță din Core valorile minime a capacități

alocate pe termen lung și valorile din orele pentru care parametrii anteriori și subsecvenți pe bază de flux sunt disponibili.

- b) Atunci când calculul capacităților pentru ziua următoare nu reușește să asigure parametrii pe bază de flux timp de trei ore consecutive, OTS din Core definesc parametrii lipsă calculând parametrii implicați pe bază de flux. Un astfel de calcul se aplică și în cazurile în care este imposibil să se cuprindă parametrii lipsă conform punctului (a) sau în situația descrisă în 1 (e) ((9) ). Calcularea parametrilor implicați pe bază de flux are la bază capacitățile alocate pe termen lung furnizate de OTS conform art. 4 (1.a). Capacitățile din zonele bilaterale de ofertare Core se definesc în baza capacității LTA de pe fiecare graniță orientată a zonei de ofertare Core, crescută prin minimumul celor două ajustări furnizate de OTS de pe fiecare parte a graniței zonei de ofertare conform art. 4(1.b). Aceste capacități sunt apoi ajustate pentru nominalizările pe termen lung conform art. 21, spre a obține parametrii finali.

### Articolul 23

#### Calculul ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC

- (1) În eventualitatea în care procesul SDAC nu poate produce rezultate, se aplică o procedură de ultimă instanță stabilită conform art. 44 din Regulamentul CACM. Acest proces necesită determinarea capacităților de transport disponibile (ATC) (numite în continuare „ATC pentru procedura de ultimă instanță a SDAC”) pentru fiecare graniță orientată a zonei de ofertare Core și în fiecare DA CC MTU.
- (2) Parametrii pe bază de flux reprezintă baza în determinarea ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC. Dat fiind că selectarea unui set de ATC dintre parametrii pe bază de flux conduce la o serie infinită de opțiuni, un algoritm determină ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC în manieră sistematică.
- (3) Următoarele date de intrare sunt necesare spre a calcula ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC în fiecare DA CC MTU:
- a) Valorile LTA;
  - b) Parametrii pe bază de flux  $\mathbf{PTDF}_f$  and  $\overline{RAM}_{bn}$  conform art. 16, respectiv art. 20; și
  - c) În cazul în care sunt definite, se presupune că restricțiile globale de alocare restricționează pozițiile nete ale Core conform art. 7 alin. ((5) ) și se descriu aplicând metodologia prevăzută la art. 18 alin. (1a). Aceste restricții sunt ajustate pentru capacitățile interzonale oferite pe granițele zonelor de ofertare non-Core.
- (4) Următoarele date de ieșire reprezintă rezultatele calculului pentru fiecare DA CC MTU:
- a) ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC; și
  - b) Restricțiile cu marjă zero după calculul ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC.
- (5) Calculul ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC reprezintă o procedură iterativă, care calculează treptat ATC din fiecare DA CC MTU, respectând totodată restricțiile parametrilor finali pe bază de flux conform alin. (3):

- a) ATC inițiale sunt setate egale cu LTA pe fiecare graniță orientată din zona de ofertare Core, adică:

$$\overrightarrow{ATC}_{k=0} = \overrightarrow{LTA}$$

cu

$\overrightarrow{ATC}_{k=0}$  ATC inițiale înainte de prima iterație

$\overrightarrow{LTA}$  LTA pe granițele orientate din zona de ofertare Core

- b) Metoda iterativă aplicată pentru a calcula ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC constă din următoarele acțiuni pentru fiecare etapă de iterație  $k$ :

- (i) La fiecare CNEC și restricție externă a parametrilor pe bază de flux conform alin. 3 se calculează marja disponibilă rămasă în baza ATC la iterația  $k-1$ :

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k) = \overrightarrow{RAM}_{bn} - \mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone} \overrightarrow{ATC}_{k-1}$$

unde

$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$  Marja disponibilă remanentă pentru calculul ATC la iterația  $k$

$\overrightarrow{ATC}_{k-1}$  ATC la iterația  $k-1$

$\mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}$  Matricea factorului de distribuție a puterii transportate pozitivă zonă-la-zonă

- (ii) La fiecare CNEC, cota  $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$  cu cote egale între granițele orientate din zona de ofertare Core cu factori de distribuție a puterii transportate strict pozitivi zonă-la-zonă pe acest CNEC;
- (iii) Din aceste cote ale  $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$ , schimburile bilaterale maxime suplimentare orientate sunt calculate împărțind cota fiecărei granițe orientate din zona de ofertare Core la respectivul PTDF pozitiv zonă-la-zonă;
- (iv) La fiecare graniță orientată din zona de ofertare Core  $\overrightarrow{ATC}_k$  se calculează adăugând la  $\overrightarrow{ATC}_{k-1}$  valoarea minimă a tuturor schimburilor bilaterale maxime suplimentare orientate de pe această graniță obținute de la toate CNEC și restricțiile externe calculate în etapa anterioară;
- (v) Se revine la etapa (i);
- (vi) Se iterează până în momentul în care diferența dintre suma ATC din iterațiile  $k$  și  $k-1$  este mai mică de 1 kW;

- (vii) ATC rezultate pentru procedura de ultimă instanță SDAC provin din valorile ATC determinate în iterația k, după ce au fost rotunjite descrescător până la valori întregi din care se scad LTN;
  - (viii) La sfârșitul calculului există unele CNEC și restricții externe fără nicio marjă disponibilă remanentă. Acestea sunt restricțiile limitatoare pentru calculul ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC.
- c) Matricea PTDF pozitiv zonă-la-zonă ( $pPTDF_{zone-to-zone}$ ) pe fiecare graniță orientată din zona de ofertare Core se calculează din  $PTDF_f$  după cum urmează (se utilizează Ecuația 7 pentru interconexiunile HVDC integrate, conform art. 12):

$$pPTDF_{zone-to-zone,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{zone-to-slack,A} - PTDF_{zone-to-slack,B})$$

*Ecuația 24*

cu

$pPTDF_{zone-to-zone,A \rightarrow B}$  PTDF pozitivi zonă-la-zonă pentru granița orientată din zona de ofertare Core A la B

$PTDF_{zone-to-slack,m}$  PTDF zonă-la-nod de echilibru pentru granița m a zonei de ofertare Core

(5a) În cazul în care se aplică metoda includerii LTA extinse, ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC sunt setate egale cu LTA pentru fiecare graniță orientată din zona de ofertare Core, reduse prin LTN, adică:

$$\overrightarrow{ATC} = \overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN}$$

cu

$\overrightarrow{ATC}$  ATC pentru procedura SDAC de ultimă instanță

$\overrightarrow{LTA}$  LTA pe granițele orientate ale zonei de ofertare Core

$\overrightarrow{LTN}$  nominalizarea capacității alocate pe termen lung pe granițele orientate din zona de ofertare Core

## **Titlul 5 – Actualizări și furnizări de date**

### **Articolul 24**

#### **Revizii și actualizări**

(1) În temeiul art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM și în conformitate cu art. 27 alin. (4) din același Regulament, toți OTS revizuiesc și actualizează periodic și cel puțin o dată pe an, parametrii cheie de intrare și ieșire incluși în lista de la art. 27 alin. (4)(a) ÷(d) din Regulamentul CACM.

- (2) În cazul în care limitele siguranței în funcționare, elementele critice din rețea, contingențele și restricțiile de la alocare folosite ca date de intrare la calculul capacităților pentru ziua următoare conform art. 5 și art. 7 trebuie să fie actualizate în baza acestei revizii, OTS din Core publică modificările cel puțin cu 1 săptămână înainte de implementarea lor.
- (3) În cazul în care revizia dovedește nevoia de o actualizare a marjelor de fiabilitate, OTS din Core publică modificările cu cel puțin o lună înainte de implementarea lor.
- (4) Revizia listei comune de RA avute în vedere la calculul capacităților pentru ziua următoare include cel puțin o evaluare a eficienței PST specifici și a RA topologice luate în considerare pe parcursul RAO.
- (5) În cazul în care revizia dovedește nevoia de a actualiza aplicarea metodologiilor care determină GSK, elementelor critice din rețea și contingențelor menționate la art. 22÷24 din Regulamentul CACM, modificările trebuie publicate cel puțin cu trei luni înainte de implementarea lor.
- (6) Orice modificări de parametri dintre cei aflați în lista de la art. 27 alin. (4) al Regulamentului CACM, sunt comunicate participanților la piață, tuturor autorităților de reglementare din Core precum și Agenției.
- (7) OTS din Core comunică impactul oricărei schimbări privind restricțiile de alocare și privind parametrii prevăzuți la art. 27 alin. (4) lit. (d) din Regulamentul CACM către participanții la piață, toate autoritățile de reglementare din Core și Agenție. În cazul în care o modificare conduce la o adaptare a metodologiei, OTS din Core înaintează o propunere de modificare a prezentei metodologii conform art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM.

## **Articolul 25**

### **Publicarea datelor**

- (1) În conformitate cu art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM, ce intenționează să asigure și să sporească transparența și fiabilitatea informațiilor către toate autoritățile de reglementare și participanții la piață, toți OTS din Core și CCC publică periodic datele despre calculul capacităților pentru ziua următoare conform prezentei metodologii, astfel cum este prevăzut la alin. (2) pe o platformă dedicată de comunicare online, unde se publică datele de calcul al capacităților pentru toată CCR Core. Pentru a permite participanților la piață să înțeleagă clar datele publicate, toți OTS din Core 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 subsecventă.
- (2) OTS din Core și CCC publică cel puțin 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):
- a) Parametrii pe bază de flux înainte de nominalizările pe termen lung conform art. 21(1), care se publică nu mai târziu de ora 8:00 a pieței din Z-1 în fiecare DA CC MTU a zilei următoare;

- b) Nominalizările pe termen lung pe fiecare graniță a zonei de ofertare Core unde sunt alocate PTR, care se publică nu mai târziu de ora 10:30 a pieței din Z-1 în fiecare DA CC MTU a zilei următoare;
- c) Parametrii finali pe bază de flux conform art. 21 alin. (4), care se publică nu mai târziu de ora 10:30 a pieței din Z-1 în fiecare DA CC MTU a zilei următoare;
- d) Următoarele informații, care se publică nu mai târziu de ora 10:30 a pieței din Z-1 în fiecare DA CC MTU din ziua următoare:
- (i) Poziția netă maximă și minimă posibile din fiecare zonă de ofertare;
  - (ii) Schimburile bilaterale maxime posibile între toate perechile de zone de ofertare din Core;
  - (iii) ATC pentru procedura de ultimă instanță SDAC;
  - (iv) Denumirile CNEC (cu numele geografic al stațiilor, acolo unde este relevant și separat pentru CNE și contingență) și restricțiile externe ale parametrilor finali pe bază de flux înainte de prerezolvare și OTS care le definește;
  - (v) La fiecare CNEC al parametrilor finali pe bază de flux înainte de prerezolvare, codul EIC al CNE și contingența;
  - (vi) La fiecare CNEC al parametrilor finali pe bază de flux înainte de prerezolvare, metoda determinării  $I_{max}$  în conformitate cu art. 6 alin. (2)(a);
  - (vii) Defalcarea detaliată a RAM a fiecărui CNEC al parametrilor finali pe bază de flux înainte de a prerezolva:  $I_{max}$ ,  $U$ ,  $F_{max}$ ,  $FRM$ ,  $F_{ref,init}$ ,  $F_{nrao}$ ,  $F_{ref}$ ,  $F_{0,core}$ ,  $F_{0,all}$ ,  $F_{uaf}$ ,  $AMR$ ,  $LTA_{margin}$  (neaplicabil pentru parametrul  $LTA_{margin}$  în cazul în care se aplică metoda includerii LTA extinse),  $CVA$ ,  $IVA$ ,  $F_{LTN}$ ;
  - (viii) Defalcarea detaliată a RAM de la fiecare restricție externă înainte de a prerezolva:  $F_{max}$ ,  $F_{LTN}$ ;
  - (ix) Indicare dacă s-au aplicat parametrii pe bază de flux din cuprindere și/sau implicați;
  - (x) Indicare dacă un CNEC este sau nu redundant;
  - (xi) Informații despre reducerile de la validare:
    - Identificarea CNEC;
    - În cazul reducerii din cauza validării individuale, OTS care invocă reducerea;
    - Volumul reducerii ( $CVA$  sau  $IVA$ );
    - Motivul (-ele) detaliat (-e) al / ale reducerii conform art. 20 alin. (5), inclusiv limita (-ele) siguranței în funcționare care ar fi fost încălcată (-e) fără reduceri, precum și în ce fel de condiții ar fi fost încălcate;
    - În cazul în care un element intern de rețea cu o contingență specifică a fost adăugat în mod excepțional în lista finală de CNEC pe parcursul validării: (i) o justificare a motivelor pentru care s-a adăugat pe listă elementul intern de rețea cu contingență specifică fiind faptul că a reprezentat singura modalitate de a

asigura siguranță în funcționare, (i) denumirea sau datele de identificare ale elementelor interne de rețea cu contingență specifică;

(xii) La fiecare RA care rezultă din NRAO:

- Tipul de RA;
- Localizarea RA;
- Dacă RA a fost curativă sau preventivă;
- În cazul în care RA a fost curativă, o listă a datelor de identificare a CNEC care descriu CNEC la care a fost asociată RA;

(xiii) Informațiile de prognoză conținute în CGM:

- Sarcina verticală pentru fiecare zonă de ofertare Core și fiecare OTS;
- Producția fiecărei zone de ofertare Core și a fiecărui OTS;
- Poziția netă a Core pentru fiecare zonă de ofertare Core și fiecare OTS;
- Pozițiile nete de referință ale tuturor zonelor de ofertare din regiunea sincronă Europa Continentală și schimburile de referință pentru toți interconectorii HVDC din regiunea sincronă Europa Continentală și dintre regiunea sincronă Europa Continentală și alte regiuni sincrone; și

e) Informațiile conform alin. 2(d)(vii) se completează până la ora 14:00 a pieței din Z-1 cu următoarele informații pentru fiecare CNEC și restricție externă a parametrilor finali pe bază de flux:

i. Prețurile umbră;

f) La fiecare șase luni publicarea unui model static de rețea actualizat de fiecare OTS din Core.

g) CCC include în raportul său trimestrial definit la art. 27 alin. (5), fluxurile ce rezultă din pozițiile nete ce rezultă din SDAC la fiecare CNEC și restricție externă a parametrilor finali pe bază de flux.

(3) OTS individuali din Core ar putea reține informațiile menționate la alin. 1(a)(iv)), 1(a)(v)) și 2(f) în cazul în care sunt clasificate drept informații sensibile de protecție a infrastructurii critice din statele lor membre conform prevederilor pct. (d), art. 2 din Directiva 2008/114/EC a Consiliului din 8 decembrie 2008 privind identificarea și desemnarea infrastructurilor critice europene și evaluarea necesității de îmbunătățire a protecției acestora. Într-un astfel de caz, informațiile menționate la alin. 1(a)(iv)) și 1(a)(v)) se înlocuiesc cu o identificare anonimă care va fi aceeași pentru fiecare CNEC din toate DA CC MTU. Identificatorul anonim se utilizează și în alte comunicări între OTS despre CNEC, inclusiv modelul static de rețea conform alin. 2(f) precum și atunci când se notifică o oprire sau o investiție în infrastructură. Datele despre informațiile respective, care au fost reținute conform prezentului alineat se publică pe platforma de comunicare menționată la alin. (1).

(4) Orice modificare a identificatorilor folosiți la alin. 1(a)(iv)), 1(a)(v)) și 2(f) se notifică public cel puțin cu o lună mai înainte de intrarea în vigoare. Notificarea include cel puțin:

- a) Data intrării în vigoare a identificatorilor noi; și
  - b) Corespondența dintre identificatorul vechi și cel nou la fiecare CNEC.
- (5) În conformitate cu art. 20 alin. (9) din Regulamentul CACM, OTS din Core stabilesc și pun la dispoziție un instrument care permite participanților la piață să evalueze interacțiunea dintre capacitățile interzonale și schimburile interzonale între zone de ofertare. Instrumentul se elaborează prin coordonare cu factorii interesați și cu toate autoritățile de reglementare din Core și se actualizează sau îmbunătățește ori de câte ori este necesar.
- (6) Autoritățile de reglementare din Core pot solicita informații suplimentare care să fie publicate de OTS. În acest scop, toate autoritățile de reglementare din Core își coordonează între ele solicitările și se consultă cu factorii interesați și cu Agenția. Fiecare OTS din Core poate decide să nu publice informațiile suplimentare care nu au fost solicitate de autoritatea sa de reglementare competentă.
- (7) OTS din Core furnizează lunar autorităților de reglementare din Core calculul fundamental al capacităților și datele de cuplare a pieței aferente rapoartelor trimestriale. Cadrul de raportare se elaborează prin coordonare cu autoritățile de reglementare din Core și se actualizează și îmbunătățește atunci când este necesar.

## **Articolul 26**

### **Calitatea datelor publicate**

- (1) Nu mai târziu de șase luni înainte de implementarea prezentei metodologii conform art. 28 alin. (3), OTS din Core stabilesc împreună și publică o procedură comună de monitorizare și de asigurare a calității și disponibilității datelor pe platforma dedicată de comunicații online menționată la art.25. Atunci când fac acest lucru, e consultă factorii interesați relevanți și toate autoritățile de reglementare din Core.
- (2) Procedura conform alin. 1 se aplică de către CCC și constă în monitorizare permanentă și raportare în raportul anual. Monitorizarea neîntreruptă include următoarele elemente:
- a) Individual, la fiecare OTS și pentru CCR Core, ca întreg: indicatori de calitate a datelor care descriu precizia, exactitatea, reprezentativitatea, integralitatea, comparabilitatea și sensibilitatea datelor;
  - b) Ușurința în utilizarea căutării manuale și automate a datelor;
  - c) Verificări automate de date, care se realizează pentru a accepta sau respinge automat date individuale înainte de publicare, în baza atributelor de date solicitate (de ex. tipul de date, legate de valoarea inferioară/superioară etc.); și
  - d) Chestionar de satisfacție efectuat anual la factorii interesați și la autoritățile de reglementare din Core.

Indicatorii calității se monitorizează pe parcursul funcționării zilnice și se pun la dispoziție pe platformă indicând fiecare serie de date și furnizor de date astfel încât utilizatorii să poată avea în vedere aceste informații atunci când accesează și folosesc datele.

- (3) CCC include în raportul anual cel puțin:
- a) Rezumatul calității datelor oferite de fiecare furnizor de date;

- b) Evaluarea ușurinței de manevrare a căutării datelor (atât manuală cât și automată);
  - c) Rezultatele chestionarului de satisfacție realizat anual la factorii interesați și la toate autoritățile de reglementare din Core; și
  - d) Sugestii de îmbunătățire a calității datelor furnizate și/sau ușurința căutării datelor.
- (4) OTS din Core se angajează la o valoare minimă cel puțin pentru unii dintre indicatorii menționați la alin. 2, care să fie realizată de OTS individual 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 va transmite la CCC în decurs de o lună de la nereușita îndeplinirii cerinței de calitate a datelor, motivele detaliate ale eșecului de îndeplinire a cerinței de calitate a datelor, precum și un plan de acțiuni spre a corecta neîndeplinirile din trecut și a preveni eșecuri pe viitor. Nu mai târziu de trei luni de la nereușită, acest plan de acțiuni va fi complet implementat iar problema rezolvată. Aceste informații se publică pe platforma de comunicații online și în raportul anual.

## **Articolul 27**

### **Monitorizare, raportare și informare către autoritățile de reglementare din Core**

- (1) OTS din Core transmit autorităților de reglementare din Core date despre calculul capacităților pentru ziua următoare în scopul monitorizării conformării acestuia cu prevederile metodologiei, precum și cu o altă reglementare relevantă.
- (2) Cel puțin informațiile privind denumirile non-anonimizate ale CNEC pentru parametri finali pe bază de flux dinainte de prerezolvare, menționați la art. 25(2)(d)(iv) și (v) se furnizează tuturor autorităților de reglementare din Core în fiecare lună despre fiecare CNEC și fiecare DA CC MTU. Aceste informații sunt într-un format care permite ușor combinarea denumirilor CNEC cu informațiile publicate în conformitate cu art. 25 alin. (2).
- (3) Autoritățile de reglementare din Core pot solicita informații suplimentare care să fie furnizate de către OTS. În acest scop, toate autoritățile de reglementare din Core își coordonează între ele solicitările. Fiecare OTS din Core poate decide să nu furnizeze informațiile suplimentare care nu au fost solicitate de către autoritatea sa de reglementare competentă.
- (4) CCC, cu sprijinul OTS din Core unde este relevant, elaborează și publică un raport anual pentru a îndeplini obligațiile de raportare stabilite la art. 10, 13, 16, 26 și 28 din prezenta metodologie:
- a) În conformitate cu art. alin. (6), OTS din Core raportează către CCC reținerile sistematice care nu au fost esențiale pentru asigurarea siguranței în funcționare pe parcursul funcționării în timp real.
  - b) În conformitate cu art. 13 alin. (5) OTS din Core monitorizează precizia schimburilor non-Core din CGM.
  - c) În conformitate cu art. 16 alin. (6) CCC monitorizează eficiența NRAO.
  - d) În conformitate cu art. 26 alin. (3), CCC monitorizează și raportează calitatea datelor publicate pe platforma dedicată de comunicare online menționată la art. 25, cu analiza

suport detaliată a unei nereușite de îndeplinire suficientă a standardelor de calitate a datelor de către OTS respectivi, acolo unde este relevant.

- e) În conformitate cu art. 28 alin. (3), după implementarea prezentei metodologii, OTS din Core raportează cu privire la monitorizarea neîntreruptă asupra efectelor și performanței de aplicare a prezentei metodologii.

(5) CCC, cu sprijinul OTS din Core, unde este relevant, elaborează și publică un raport trimestrial care îndeplinește obligațiile de raportare stabilite la art. 7, 20, 25 și 28 din această metodologie:

- a) În conformitate cu art. 7 alin. (3)(b) CCC colectează toate rapoartele care analizează eficacitatea restricțiilor relevante de alocare primite de la OTS respectivi, în perioada de raportare, și le anexează la raportul trimestrial.
- b) În conformitate cu e) (13), CCC furnizează toate informațiile despre reducerile capacității interzonale, cu analiza suport detaliată de la OTS, acolo unde este relevant.
- c) În conformitate cu art. 28 alin. (3), pe parcursul implementării prezentei metodologii, OTS din Core raportează despre monitorizarea lor permanentă a efectelor și performanței de aplicare a prezentei metodologii.
- d) În conformitate cu art. 25 (2) (g), OTS din Core raportează despre fluxurile care rezultă din pozițiile nete ce rezultă din SDAC pe fiecare CNEC și restricție externă a parametrilor finali pe bază de flux.

(6) Rapoartele anuale și trimestriale publicate pot omite informații comerciale sensibile sau informații sensibile despre protecția infrastructurii critice menționate la art. 25 alin. (3). Într-un astfel de caz, OTS din Core transmit autorităților de reglementare din Core o versiune completă în care aceste informații nu sunt reținute.

## **Titlul 6 - Implementare**

### **Articolul 28**

#### **Calendarul implementării**

(1) OTS din CCR Core publică prezenta metodologie fără întârziere nejustificată după ce Agenția a luat hotărârea în conformitate cu art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM.

(2) Nu mai târziu de patru luni după ce Agenția a luat hotărârea în conformitate cu art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM, toți OTS din Core înființează împreună calculatorul capacității coordonate pentru CCR Core și stabilesc reguli care reglementează funcționarea acestuia.

(3) OTS din CCR Core implementează prezenta metodologie nu mai târziu de 28 februarie 2022. Implementarea, care începe odată cu intrarea în vigoare a prezentei metodologii și se încheia până la 28 februarie 2022, are următoarele etape:

- a) Funcționare internă în paralel în timpul căreia OTS testează procesele operaționale pentru datele de intrare ale calculului capacităților pentru ziua următoare, procesul calculului capacităților pentru ziua următoare și validarea capacităților pentru ziua următoare și elaborează instrumente și infrastructură IT adecvate;

- b) Funcționare externă în paralel, pe parcursul căreia OTS continuă să testeze procesele interne precum și instrumentele și infrastructura IT. În plus, OTS din Core vor implica pe NEMO din Core să testeze implementarea prezentei metodologii din SDAC, iar participanții la piață să testeze efectele aplicării prezentei metodologii pe piață. În conformitate cu art. 20 alin. (8) din Regulamentul CACM, această etapă nu va dura mai puțin de 6 luni.
- (4) Pe parcursul derulărilor interne și externe în paralel OTS din Core monitorizează permanent efectele și performanța aplicării prezentei metodologii. În acest scop, ei elaborează, prin coordonare cu autoritățile de reglementare din Core, Agenția și factorii interesați, criteriile de monitorizare și performanță și raportează în fiecare trimestru rezultatul acestei monitorizări printr-un raport trimestrial. După implementarea prezentei metodologii, rezultatul monitorizării se include în raportul anual.
- (5) OTS din Core implementează metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare pe o graniță din zona de ofertare Core numai dacă acea graniță din zona de ofertare participă la SDAC.

## **Titlul 7 – Prevederi finale**

### **Articolul 29**

#### **Limba**

Limba de referință pentru prezenta metodologie este limba engleză. Pentru a evita orice interpretare, în cazul în care OTS trebuie să traducă prezenta metodologie în limba/limbile lor națională/naționale, în eventualitatea existenței unor neconcordanțe între versiunea în limba engleză publicată de OTS în conformitate cu art. 9 alin. (14) din Regulamentul CACM și orice versiune în altă limbă, OTS din Core relevanți, furnizează autorităților de reglementare relevante în conformitate cu legislația națională, o traducere actualizată a metodologiei.

## **Anexa 1: Justificarea utilizării și metodologia de calcul al restricțiilor externe**

Secțiunea următoare descrie în mod detaliat justificarea utilizării, precum și metodologia utilizată în prezent de fiecare OTS din Core pentru a elabora și implementa restricțiile externe, dacă este cazul. Interpretarea juridică la eligibilitatea utilizării restricțiilor externe și descrierea contribuției lor la obiectivele Regulamentului CACM sunt incluse în Nota Explicativă.

### **1. Belgia:**

ELIA ar putea utiliza o restricție externă pentru a limita importul din zona de ofertare belgiană.

#### **Justificare tehnică și juridică**

ELIA se confruntă cu restricții de tensiune și cu riscul de cădere a tensiunii în cazul unei producții scăzute în cadrul rețelei belgiene. Prin urmare ELIA solicită să mențină o anumită cantitate de energie care să fie produsă în Belgia pentru a împiedica încălcarea restricțiilor de tensiune (adică să prevină căderea tensiunii sub limita inferioară de siguranță). Riscurile instabilității dinamice sunt și ele analizate pentru a evalua volumul de mașini necesare în rețeaua Belgiei spre a asigura o stabilitate dinamică minimă pentru a evita fenomenele tranzitorii. Aceste analize și rezultate conduc la utilizarea unei restricții maxime de import.

#### **Metodologie de calcul al valorii restricțiilor externe**

Valoarea restricției maxime de import din zona de ofertare belgiană este estimată prin studii efectuate periodic. Studiile includ o analiză a căderii de tensiune și o analiză a stabilității efectuate în conformitate cu art. 38 din Regulamentul SO. Studiile se întocmesc și se publică cel puțin anual și sunt actualizate de fiecare dată când această restricție externă a avut un preț umbră non-zero în mai mult de 0,1% din orele unui anumit trimestru.

### **2. Olanda:**

TenneT BV ar putea utiliza o restricție externă pentru a limita importul și exportul din zona olandeză de ofertare.

#### **Justificare tehnică și juridică**

Asocierea restricțiilor și limitărilor de tensiune ce rezultă din utilizarea unui GSK linearizat aduce necesitatea pentru TenneT BV să aplice restricții externe. Restricțiile de tensiune justifică utilizarea unei restricții maxime de import deoarece o anumită cantitate de energie trebuie să fie produsă în Olanda pentru a împiedica încălcarea restricțiilor de tensiune (adică să prevină căderea tensiunii sub limita inferioară de siguranță). Pentru a preveni abaterile dintre valorile prognozate și cele realizate ale injecției de putere ce rezultă dintr-un GSK liniar să nu ajungă la nivele inacceptabile, este necesar să se utilizeze restricții externe pentru a limita domeniul fezabil al poziției nete pentru poziția netă olandeză la import și export. Acest din urmă punct este explicat mai detaliat în continuare.

Metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare utilizează un mecanism de modificare a producției (GSK) pentru a determina modul în care modificare de poziție netă este mapată la unitățile generatoare dintr-o anumită zonă de ofertare. Algoritmul cere ca GSK să fie liniar și ca prin aplicarea GSK să poată fi realizată poziția netă minimă și maximă („domeniul de fezabilitate”) al unei zone de ofertare. TenneT BV aplică o metodă a GSK cu scopul de a stabili un grafic realist de generator în

fiecare oră care să fie aplicabil fiecărei poziții nete eventuale din domeniul pe bază de flux. Pentru a realiza aceasta, producătorii pot fi împărțiți în trei grupe în baza ordinii de merit: (i) generatoare rigide care produc întotdeauna o cantitate maximă de energie, (ii) generatoare inactive care nu funcționează și (iii) ,generatoare ritmice' care asigură ,capacitatea plină' pentru a atinge toate pozițiile nete intermediare cerute de algoritm într-o anumită situație de rețea. Pentru a ajunge la poziția netă maximă toate ,generatoarele ritmice' produc la putere maximă. Pentru a ajunge la poziția netă minimă, toate ,generatoarele ritmice' produc la putere minimă. Diferența absolută dintre pozițiile nete minime și maxime determină astfel volumul ,capacității pline' necesare, adică capacitatea totală cerută de la ,generatoarele ritmice'.

În cazul în care TenneT BV nu aplică restricții externe și ar fi posibile poziții nete de import și export mai mari, mai multe generatoare care în practică funcționează ca generatoare rigide (de ex. CET, centrale electrice pe cărbune etc.) ar avea nevoie să fie modelate drept ,generatoare ritmice'. În unele cazuri comutarea unui generator de la ,inactiv' la ,ritmic' sau de la ,rigid' la ,ritmic' ar putea însemna un salt de cam 50% în randamentul electric al unei astfel de centrale, care la rândul său are un impact semnificativ asupra fluxurilor prognozate de putere de pe CNEC aflate în proximitatea centralei. Aceasta rezultă într-o precizie redusă a GSK deoarece producția acestor centrale este modelată mai puțin precis iar abaterile dintre fluxurile prognozate și cele realizate pe anumite CNEC sporesc niveluri inacceptabile cu impact semnificativ asupra domeniului de capacitate. Consecința ar fi că trebuie aplicate FRM mai mari pentru a acoperi parțial aceste abateri, ceea ce limitează constant capacitatea disponibilă pentru piață. Pentru a preveni abaterile prea mari la injecția producției, domeniul total de fezabilitate, care ar trebui acoperit de GSK, trebuie să fie astfel limitat cu restricții externe.

Olanda este o zonă mică de ofertare care, în comparație cu alte zone de ofertare, deține o capacitate mare de interconectare, ceea ce implică un domeniu foarte larg de fezabilitate față de puterea totală instalată. De exemplu TenneT BV a aplicat în trecut restricții externe de 5 GW atât la poziția de import, cât și la cea de export, implicând deja un domeniu de fezabilitate de 10 GW la un total al capacității producătoare de aproximativ 15 GW incluși în GSK în acel moment. În cazul altor zone de ofertare cu putere instalată mult mai mare sau cu capacitate de interconectare relativ mai mică, volumul relativ al ,capacității ritmice' din GSK lor este mult mai mic și prin urmare, și abaterile dintre producția prognozată și cea realizată sunt mai mici. Sau, cu alte cuvinte, domeniul maxim de fezabilitate care poate fi acoperit de GSK, fără a crește la nivele inacceptabile abaterile dintre producția prognozată și cea realizată, este mai mare decât capacitatea instalată de interconectare în cazul acestor zone de ofertare, nefiind necesar să utilizeze restricții externe ca măsură de limitare a acestor abateri.

### **Metodologie de calcul al valorii restricțiilor externe**

TenneT BV determină restricțiile maxime de import și export pentru Olanda pe bază de studii, care combină analiza căderii de tensiune, analiza stabilității și o analiză privind incertitudinea sporită introdusă de GSK (liniar) în timpul unor situații extreme diferite la import și export conform art. 38 din Regulamentul SO. Studiile se întocmesc și se publică cel puțin anual și sunt actualizate de fiecare

dată când această restricție externă a avut un preț umbră non-zero în mai mult de 0,1% din orele unui anumit trimestru.

### **3. Polonia:**

PSE ar putea utiliza o restricție externă pentru a limita importul și exportul în zona de ofertare poloneză.

#### **Justificare tehnică și juridică**

Implementarea restricțiilor externe aplicate de PSE este legată de procesul integrat de programare aplicat în Polonia (numit și model de dispecerizare centrală) și de modul în care capacitatea de rezervă este achiziționată de PSE. În cadrul modelului de dispecerizare centrală pentru a echilibra producerea și cererea și a asigura o livrare sigură a energiei, OTS dispecerizează grupurile generatoare având în vedere restricțiile lor operaționale, restricțiile de transport și cerințele pentru capacitate de rezervă. Aceasta se realizează printr-o programare integrată ca o singură problemă de optimizare numită angajament de unitate constrânsă pe securitate (SCUC) și dispecerizare economică (SCED).

Procesul programării integrate începe după calcularea capacității pentru ziua următoare și SDAC și continuă până în timp real. Aceasta înseamnă că capacitatea de rezervă nu este blocată de OTS înainte de SDAC și de fapt nu este scoasă de pe piața angro și SDAC. Însă în cazul în care furnizorii serviciilor de echilibrare (unitățile generatoare) ar vinde deja prea multă energie pe piața pentru ziua următoare din cauza exporturilor mari, ei ar putea să nu furnizeze suficientă capacitate de rezervă crescătoare prin programarea integrată<sup>10</sup>. Prin urmare, o modalitate de a asigura o capacitate de rezervă suficientă prin programarea integrată înseamnă setarea unei limite la cantitatea de energie electrică ce poate fi importată sau exportată prin SDAC.

Obiectivul de a limita furnizorii serviciilor de echilibrare să vândă prea multă energie pe piața pentru ziua următoare pentru a putea furniza capacitate suficientă de rezervă prin programarea integrată nu poate fi îndeplinit în mod eficient convertind această limită în capacități de elemente critice din rețea oferite pe piață. În cazul în care această limită urma să fie reflectată în capacitățile interzonale oferite de PSE sub forma unei ajustări adecvate a capacităților interzonale, aceasta ar da de înțeles că PSE ar trebui să ghicească direcția cea mai probabilă a pieței (importuri și/sau exporturi pe anumiți interconectori) și să reducă în consecință capacitățile interzonale în aceste direcții. În cadrul metodei pe bază de flux aceasta trebuie făcut pe fiecare CNEC sub formă de reduceri ale RAM. Însă din punctul de vedere al participanților la piață, date fiind incertitudinile inerente ale rezultatelor piețe, această metodă este împovărată cu riscul unei împărțiri suboptimă a restricțiilor de alocare pe interconexiuni individuale – supraestimate pe o interconexiune și subestimate pe alta, sau vice versa. De asemenea, aceste reduceri ale RAM ar limita schimburile interzonale pe toate granițele zonei de ofertare care au impact pe CNEC poloneze, pe când restricția la alocare are impact doar asupra importului sau

---

<sup>10</sup> Această concluzie se aplică de asemenea în cazul lipsei de capacitate de echilibrare descrescătoare, care ar fi pusă în pericol dacă furnizorii serviciilor de echilibrare (unitățile producătoare) vând prea puțină energie pe piața pentru ziua următoare din cauza importurilor prea mari.

exportului în zona de ofertare poloneză, în schimb relațiile comerciale din alte zone de ofertare sunt neafectate.

Restricțiile externe se determină pentru tot sistemul energetic polonez, ceea ce înseamnă că ele sunt aplicabile simultan tuturor CCR în care PSE are cel puțin o graniță a zonei de ofertare (adică Core, Baltică și Hansa). Această soluție este cea mai eficientă aplicare a restricțiilor externe. Având în vedere restricțiile de alocare separat în fiecare CCR ar trebui ca PSE să împartă restricțiile externe globale în sub-valori aferente CCR, ceea ce ar fi mai puțin eficient decât menținerea valorii globale. Mai mult, în orele în care Polonia nu poate absorbi mai multă energie din exterior din cauza cerințelor încălcate privind capacitatea minimă de rezervă descrescătoare sau când Polonia nu poate să exporte mai multă energie din cauza cerințelor insuficiente de capacitate de rezervă crescătoare, infrastructura poloneză de transport este încă disponibilă pentru tranzacții transfrontaliere între alte zone de ofertare și între CCR diferite.

### **Metodologie de calcul al valorii restricțiilor externe**

Atunci când determină restricțiile externe, PSE are în vedere informațiile cele mai recente privind caracteristicile tehnice ale unităților generatoare, sarcina prognozată a sistemului energetic precum și marjele minime de rezervă necesare în întregul sistem energetic polonez pentru a asigura siguranța în funcționare și contractele de import/export la termen ce trebuie să fie respectate din intervalele de timp anterioare ale alocării capacității.

Restricțiile externe sunt bidirecționale, cu valori independente în fiecare DA CC MTU și separat pentru direcțiile de import către Polonia și export din Polonia.

Restricțiile sunt calculate în fiecare oră conform ecuațiilor de mai jos:

$$EXPORT_{constraint} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$IMPORT_{constraint} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

Unde:

$P_{CD}$	Suma capacităților generatoare disponibile ale unităților dispecerizate central așa cum sunt declarate de generatoare <sup>11</sup>
$P_{CDmin}$	Suma tehnică minimă a unităților generatoare disponibile dispecerizate central
$P_{NCD}$	Suma graficelor unor unități generatoare care nu sunt dispecerizate central, prevăzute de generatoare (la centralele eoliene: prognozate de PSE)
$P_{NA}$	Producție indisponibilă din cauza restricțiilor de rețea (atât opriri planificate și/sau congestii anticipate)

<sup>11</sup> Rețineți că unitățile producătoare care sunt păstrate în afara pieței pe baza contractelor de rezervă strategică cu OTS nu sunt luate în considerare în acest calcul.

$P_{ER}$	Ajustarea indisponibilității generării ce rezultă din chestiuni nedeclarate de generatoare, prognozate de PSE din cauza unor circumstanțe excepționale (de ex. condiții de răcire sau reparații capitale prelungite)
$P_L$	Cererea prognozată de PSE
$P_{UPres}$	Rezerva minimă pentru reglare crescătoare
$P_{DOWNres}$	Rezerva minimă pentru reglare descrescătoare

În scop ilustrativ, determinarea practică a restricțiilor externe în cadrul calculului capacităților pentru ziua următoare, este prezentată mai jos în Figurile 1 și 2. Figurile ilustrează modul în care este elaborată o prognoză a echilibrării energetice poloneze în fiecare oră a zilei de livrare de către PSE dimineața în Z-1 pentru a determina rezervele de capacități generatoare disponibile pentru exporturi și importuri potențiale, respectiv pentru piața pentru ziua următoare.

Constrângere externă pe direcția export este aplicabilă dacă  $\square$  Export este mai mică decât suma capacităților interzonale pe toate interconexiunile poloneze pe direcția export. Restricția externă pe direcția import este aplicabilă dacă  $\square$  Import este mai mică decât suma capacităților interzonale pe toate interconexiunile poloneze pe direcția import.

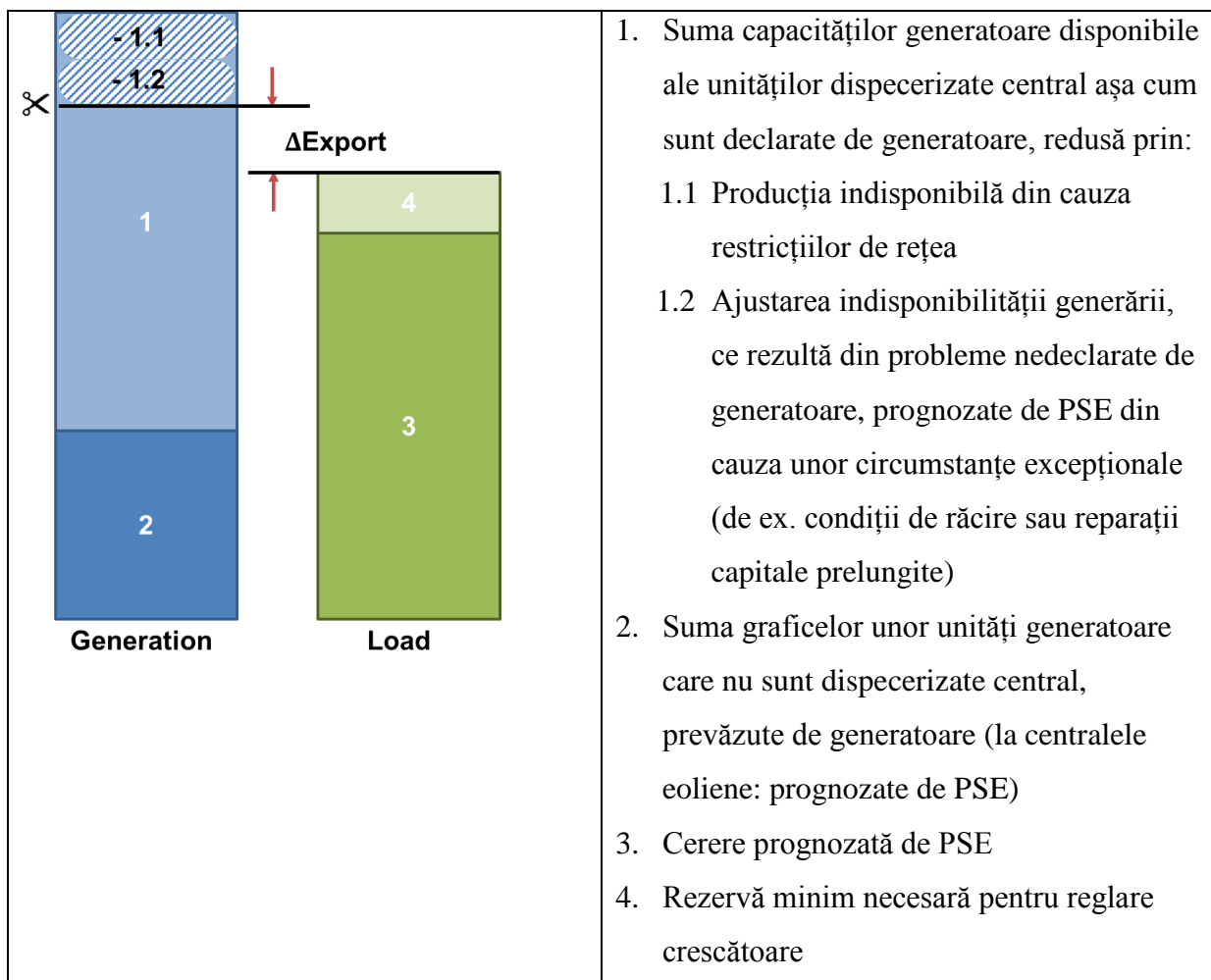


Figura 1: Determinarea restricțiilor externe pe direcția export (capacitățile generatoare disponibile pentru exporturi potențiale) în cadrul calculului capacităților pentru ziua următoare.

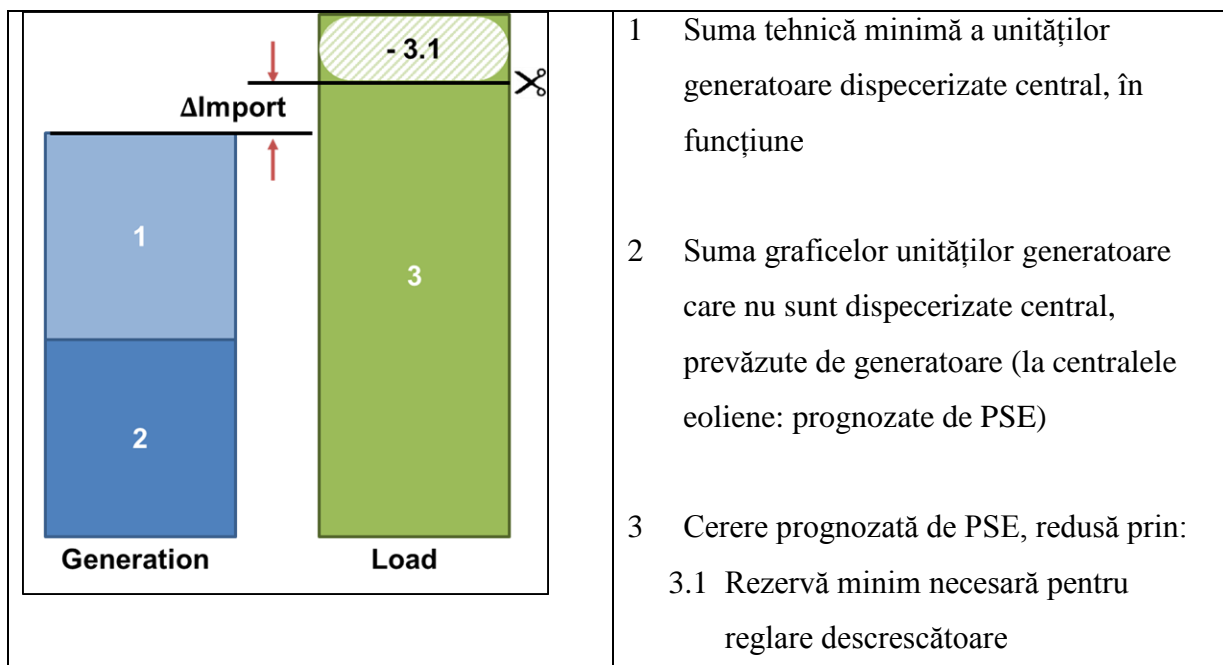


Figura 2: Determinarea restricțiilor externe pe direcția import (rezerve ale capacităților generatoare disponibile pentru importuri potențiale) în cadrul calculării capacităților pentru ziua următoare.

### Frecvența reevaluării

Restricțiile externe sunt determinate printr-un proces continuu în baza celor mai recente informații, la fiecare interval de timp pentru alocarea capacităților, de la termen până la ziua următoare și intrazilnic. În cazul valorilor pentru ziua următoare, acestea sunt calculate în dimineața Z-1, ceea ce rezultă în valori independente pentru fiecare DA CC MTU, și separat pentru direcțiile de import către Polonia și export din Polonia.

### Perioadele de timp în care se aplică restricțiile externe

După cum s-a arătat mai sus, restricțiile externe sunt determinate în cadrul unui proces neîntrerupt în fiecare interval de timp de la alocarea capacității, astfel încât ele sunt aplicabile în toate DA CC MTU din ziua respectivă de alocare.

## Anexa 2: Aplicarea traiectoriei liniare pentru calculul factorului RAM minim

1. O traiectorie liniară pentru calculul factorului RAM minim se calculează per stat membru și se aplică la toate CNEC definite de OTS din aceste state membre<sup>12</sup>.
2. Traiectoria liniară pentru calculul factorului RAM minim definește valorile anuale de aplicat în fiecare an între anul de început și anul de sfârșit. Anul de început este 2020, iar anul de sfârșit este 2026. În fiecare an dintre 2020 și 2026, factorul RAM minim  $R_{amr}$  conform art. 17 alin. ((9)) este definit astfel

$$R_{amr}(an) = R_{amr,start} + \frac{year - 2020}{2026 - 2020} * (R_{amr,end} - R_{amr,start})$$

cu

$R_{amr,start}$  Factor RAM minim în anul 2020

$R_{amr,end}$  Factor RAM minim în anul 2026, care este egal cu 0,7

3. Factorul RAM minim în anul 2020,  $R_{amr,start}$  este capacitatea medie totală alocată pe toate CNEC<sup>13</sup> definită de OTS din state membre în anul 2019 sau capacitatea medie totală alocată pe toate CNEC definite de OTS din state membre în anii 2017, 2018 și 2019, care este mai mare:

$$R_{amr,start} = \max(RAM_{rel,avg}(2019), RAM_{rel,avg}(2017 - 2019))$$

cu

$RAM_{rel,avg}(2019)$  RAM ( $RAM_{t,rel}$ ) medie relativă totală calculată pe toate CNEC definite de OTS din state membre și în toate unitățile de timp ale pieței în 2019

$RAM_{rel,avg}(2017 - 2019)$  RAM ( $RAM_{t,rel}$ ) medie relativă calculată pe toate CNEC definite de OTS din state membre și în toate unitățile de timp ale pieței în 2017, 2018 și 2019

Selecția CNEC pentru această analiză este definită conform alin. (8).

4. RAM ( $RAM_{t,rel}$ ) relativă totală a fiecărui CNEC și unitate de timp ale pieței disponibile pentru comerț interzonal pe toate granițele zonei de ofertare din toate CCR, este raportul între RAM totală disponibilă pentru relații comerciale pe toate granițele zonei de ofertare din toate CCR și  $F_{max}$  definit conform alin. 8.

$$RAM_{rel}(CNEC, MTU) = \frac{RAM_t(CNEC, MTU)}{F_{max}}$$

cu

<sup>12</sup> În cazul în care o zonă de ofertare acoperă un teritoriu pe mai multe state membre, se aplică traiectoria comună în acea zonă de ofertare

<sup>13</sup> Aceasta include toate capacitățile interzonale ale tuturor zonelor de ofertare din toate CCR cu impact asupra fluxului din acest CNEC

$RAM_{rel}(CNEC, MTU)$	RAM ( $RAM_{t,rel}$ ) relativă totală calculată pentru un anumit CNEC într-o anumită unitate de timp a pieței
$RAM_t(CNEC, MTU)$	RAM ( $RAM_{t,rel}$ ) totală calculată pentru un anumit CNEC într-o anumită unitate de timp a pieței
$F_{max}$	Flux maxim admisibil pentru un anumit CNEC într-o anumită unitate de timp a pieței

5. La fiecare CNEC și în fiecare unitate de timp a pieței RAM totală disponibilă pentru relații comerciale interzonale în toate CCR este deci suma contribuțiilor de pe granițele zonei de ofertare care aplică metoda pe bază de flux și a contribuțiilor de pe granițele zonei de ofertare care aplică metoda NTC:

$$RAM_t(CNEC, MTU) = RAM_{FB}(CNEC, MTU) + RAM_{NTC}(CNEC, MTU)$$

cu

$RAM_{FB}(CNEC, MTU)$  Capacitatea (sau RAM) unui CNEC disponibil pentru relații comerciale interzonale pe granițele zonei de ofertare care aplică metoda pe bază de flux

$RAM_{NTC}(CNEC, MTU)$  Capacitatea unui CNEC disponibil pentru relații comerciale interzonale pe granițele zonei de ofertare care aplică metoda NTC

6. Capacitatea (sau RAM) unui CNEC disponibil pentru relații comerciale interzonale pe granițele zonei de ofertare care aplică metoda pe bază de flux ( $RAM_{FB}(CNEC, MTU)$ ) se definește astfel:
- La CNEC care sunt deja utilizate în inițiativele existente de calcul al capacităților pe bază de flux,  $RAM_{FB}(CNEC, MTU)$  este egală cu valorile istorice DA RAM calculate în aceste inițiative și oferite pentru relații comerciale interzonale, fără ajustare pentru nominalizări pe termen lung;
  - La CNEC care nu sunt încă utilizate în inițiativele existente de calcul al capacităților pe bază de flux  $RAM_{FB}(CNEC, MTU)$  se calculează astfel:

$$\overrightarrow{RAM}_{FB}(CNEC, MTU) = \mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}(CNEC, MTU) \overrightarrow{NTC}_{fallback}(MTU)$$

cu

$\mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}(CNEC, MTU)$  Matricea factorului de distribuție a puterii transportate pozitiv zonă-la-zonă a unui CNEC, graniță a zonei de ofertare și unitate de timp a pieței conform Ecuația 24.

$\overrightarrow{NTC}_{fallback}(MTU)$  NTC folosite pentru procedura de ultimă instanță DA pe toate granițele orientate ale zonei de ofertare din inițiativele implementate ale calculului capacităților pe bază de flux într-o anumită unitate de timp a pieței

7. Capacitatea unui CNEC disponibil pentru relații comerciale interzonale ce rezultă pe granițele zonei de ofertare aplicând metoda NTC ( $RAM_{NTC}(CNEC, MTU)$ ) se definește convertind pentru

fiecare unitate de timp a pieței, valorile NTC pe ziua următoare de pe toate granițele orientate ale zonei de ofertare aplicând metoda NTC cu PTDF zonă-la-zonă (dacă e pozitiv) pentru CNEC:

$$\overrightarrow{RAM}_{NTC}(CNEC, MTU) = \mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}(CNEC, MTU)\overrightarrow{NTC}_{DA}(MTU)$$

cu

$\overrightarrow{NTC}_{DA}(MTU)$  NTC pentru ziua următoare pe toate granițele orientate ale zonei de ofertare într-o anumită unitate de timp a pieței

8. Pentru calculul variabilelor de mai sus se utilizează următoarele ipoteze:

- (b) Selecția CNEC de folosit în analiză este egală cu selecția CNEC pe care OTS se așteaptă să le utilizeze la calculul capacităților pentru ziua următoare în Core.
- (c)  $\vec{F}_{max}$  și **PTDF** pentru CNEC care sunt aceleași cu cele utilizate în inițiativa existentă de calcul al capacităților pe bază de flux sunt egale cu valorile istorice folosite în aceste inițiative. În cazul CNEC care nu au fost folosite în inițiativele de calcul al capacităților pe bază de flux implementate în 2017 – 2019,  $\vec{F}_{max}$  and **PTDF** se calculează de către OTS respectivi în temeiul art. 6 și respectiv a art. 11. Când procedează astfel, OTS pot utiliza valorile reprezentative din mai mult de o unitate de timp a pieței.
- (d)  $\overrightarrow{NTC}_{fallback}$  menționată la alin. (6) constă din valorile ATC utilizate pentru procedurile de ultimă instanță pe granițele pentru care s-a implementat deja metoda calculului capacității pe bază de flux în perioada analizată 2017 – 2019.
- (e)  $\overrightarrow{NTC}_{DA}$  menționată la alin. (6) constă din valorile NTC pentru ziua următoare pe granițele care au aplicat metoda NTC în perioada analizată 2017 – 2019.