

## **Proiect de decizie**

**pentru aprobarea „propunerii tuturor operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015”**

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (7) lit. q) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, ale art. 9 alin. (5), alin. (7) lit. a) și alin. (10) din Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, precum și solicitările Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. nr. 33933/15.09.2017 și nr. 49578/04.01.2018, înregistrate la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 62027/15.09.2017 și nr. 506/04.01.2018,

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,

**președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următoarea  
DECIZIE**

**Art. 1.** - Se aprobă „propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015”, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezenta decizie.

**Art. 2.** - Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A. duce la îndeplinire prevederile prezentei decizii, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentei decizii.

**Art. 3.** - Prezenta decizie se comunică Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. și se publică pe pagina de internet a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, precum și pe pagina de internet a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A., în termen de două zile de la data comunicării.

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

**Dumitru CHIRIȚĂ**

**Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015\***

**Operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE, având în vedere următorul Preambul**

(1) Prezentul document reprezintă propunerea elaborată de către toți operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților Core (numiți în continuare „OTS-urile Core”) privind elaborarea unei metodologii comune 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 (numit în continuare „Regulament CACM”). Prezenta propunere este numită în continuare „Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare”.

(2) Propunerea pentru metodologia comună 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. În acest scop, sunt stabilite cerințe privind elaborarea unei propuneri pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare cu scopul de a asigura o alocare a capacităților eficientă, transparentă și nediscriminatorie.

---

\* „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015” reprezintă traducerea din limba engleză în limba română a documentului „Core CCR TSOs’ proposal for the regional design of the day-ahead common capacity calculation methodology in accordance with Article 20ff. of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015”, elaborat în comun de către toți operatorii de transport și de sistem din RCC CORE și transmis spre aprobare autorităților naționale de reglementare în conformitate cu prevederile Regulamentului CACM.

(3) Art. 20 alin. (2) din Regulamentul CACM prevede că „toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților transmit o propunere pentru o metodologie comună de calcul coordonat al capacităților pentru regiunea în cauză.”

(4) În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (9) din Regulamentul CACM, impactul preconizat al Propunerii pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare asupra obiectivelor Regulamentului CACM trebuie să fie descris și este prezentat mai jos. Metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare propusă contribuie în mod general la îndeplinirea obiectivelor prevăzute la art. 3 din Regulamentul CACM.

(5) Propunerea pentru metodologia comună 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 granițele zonei de ofertare respective din regiunea de calcul al capacităților Core (numită în continuare RCC 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 cu privire la capacitățile interzonale și restricțiile de alocare pentru alocarea pentru ziua următoare.

(6) Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la utilizarea optimă a infrastructurii de transport și a siguranței în funcționare (art. 3 lit. (b) și (c) din Regulamentul CACM) întrucât mecanismul bazat pe fluxuri de putere are drept scop furnizarea capacității maxime disponibile către participanții la piața pentru ziua următoare în limitele de siguranță în funcționare.

(7) Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivului de optimizare a alocării capacităților interzonale în conformitate cu prevederile art. 3 lit. (d) din Regulamentul CACM, întrucât metodologia comună de calcul al capacităților utilizează metoda bazată pe fluxuri de putere prin care sunt furnizate participanților la piață capacități interzonale optime.

(8) Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare este concepută pentru a asigura tratamentul echitabil și nediscriminatoriu al OTS-urilor, OPEED-urilor, Agenției, autorităților de reglementare și participanților la piață (art. 3 lit. (e) din Regulamentul CACM), întrucât metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare este elaborată în baza unor norme transparente aprobate de către autoritățile naționale de reglementare relevante în urma perioadei de consultare, unde este cazul.

(9) Cu privire la obiectivul transparenței și fiabilității informațiilor (art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM), Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare determină principiile și procesele principale pentru intervalul de timp ziua următoare. Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare permite OTS-urilor Core să furnizeze participanților la piață aceleași informații fiabile cu privire la capacitățile interzonale și la restricțiile de alocare pentru alocarea capacităților pentru ziua următoare, într-un mod transparent și simultan.

(10) Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie și la îndeplinirea obiectivului privind respectarea necesității 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 capacității interzonale ce urmează a fi eliberată pe piață.

(11) La elaborarea Propunerii pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare, OTS-urile Core au avut în vedere obiectivul privind crearea unor condiții de concurență echitabile pentru OPEED-uri (art. 3 lit. (i) din Regulamentul CACM), întrucât toate OPEED-urile și participanții acestora la piață vor avea aceleași reguli și vor beneficia de același tratament nediscriminatoriu (inclusiv în ceea ce privește calendarul de implementare, schimburile de date, formatele rezultatelor etc.) în cadrul RCC Core.

(12) În final, Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare contribuie la îndeplinirea obiectivului privind furnizarea accesului nediscriminatoriu la capacitatea interzonală (art. 3 lit. (j) din Regulamentul CACM) prin asigurarea unei abordări transparente și nediscriminatorii în ceea ce privește facilitarea alocării capacităților interzonale.

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

(14) Intervalul de 10 luni prevăzut în Regulamentul CACM pentru elaborarea unei Propuneri pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice care să includă 16 OTS-uri din 13 țări este un interval foarte dificil de respectat. OTS-urile Core necesită mai mult timp pentru a continua să dezvolte și să realizeze simulări cu privire la metodologiile comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice. Prezenta Propunere pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare se transmite în calitate de material livrabil inițial, întrucât sunt necesare acțiuni suplimentare în conformitate cu prevederile art. 20 din Regulamentul CACM. OTS-urile Core doresc de asemenea să sublinieze faptul că sunt necesare rezultatele simulărilor derulate în paralel cu participanții la piață pentru a asigura atât buna funcționare, cât și acceptabilitatea

metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare. După finalizarea metodologiei și analizarea rezultatelor simulărilor, OTS-urile Core vor transmite o Propunere îmbunătățită pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare către autoritățile de reglementare Core, în urma consultării cu participanții la piață.

## **Înaintează autorităților naționale de reglementare din RCC CORE următoarea propunere pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare:**

### DISPOZIȚII GENERALE

#### **Articolul 1. Obiect și domeniul de aplicare**

Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare se consideră drept propunerea OTS-urilor Core în conformitate cu prevederile art. 20 alin. (2) din Regulamentul CACM și include metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare pentru granițele zonei de ofertare RCC Core.

#### **Articolul 2. Definiții și interpretări**

(1) În înțelesul prezentei Propuneri pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare, termenii utilizați au semnificația definițiilor prevăzute la art. 2 din Regulamentul CACM, precum și cele prevăzute în Regulamentul (CE) nr. 714/2009, Directiva 2009/72/CE, Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei și Regulamentul (UE) 543/2013 al Comisiei. În plus, se utilizează următoarele definiții, abrevieri și notații:

- a) „cuplarea hibridă avansată” (denumită în continuare „AHC”) reprezintă o soluție pentru a lua în considerare în totalitate influențele regiunilor de calcul al capacităților adiacente în timpul alocării capacităților;
- b) „capacitatea de transport disponibilă” (denumită în continuare „ATC”) reprezintă capacitatea de transport rămasă disponibilă după procedura de alocare și care respectă condițiile fizice ale sistemului de transport;
- c) „partea responsabilă cu echilibrarea” (denumită în continuare „PRE”) reprezintă participantul la piață sau reprezentantul delegat al acestuia responsabil pentru dezechilibrele sale;
- d) „CCC” reprezintă calculatorul capacității coordonate, așa cum este definit la art. 2 alin. (11) din Regulamentul CACM;
- e) „RCC” reprezintă regiunea de calcul al capacităților așa cum este definită la art. 2 alin. (3) din Regulamentul CACM;
- f) „modelul de dispecerizare la nivel central” reprezintă un model de programare și dispecerizare în care programele de funcționare ale unităților de generare și programele de

funcționare a locurilor consum, precum și dispecerizarea unităților de generare a energiei electrice și a locurilor de consum, cu referire la unitățile dispecerizabile, sunt determinate de către un OTS în cadrul procesului integrat de programare;

- g) „CGM” reprezintă model comun de rețea așa cum este definit la art. 2 alin. (2) din Regulamentul CACM;
- h) „CGMM” reprezintă metodologia privind modelul comun de rețea așa cum aceasta a fost transmisă tuturor autorităților de reglementare de către toate OTS-urile în data de 27 mai 2016, cu modificările ulterioare;
- i) „CNE” reprezintă un element critic de rețea;
- j) „CNEC” reprezintă un element critic de rețea cu o contingentă;
- k) „RCC Core” reprezintă regiunea de calcul al capacităților Core, definită conform Deciziei Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei nr. 06/2016 din data de 17 noiembrie 2016;
- l) OTS-urile Core sunt 50Hertz Transmission GmbH („50Hertz”), Amprion GmbH („Amprion”), Austrian Power Grid AG („APG”), CREOS Luxembourg S.A. („CREOS”), ČEPS, a.s. („ČEPS”), Eles, d.o.o., sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja („ELES”), Elia System Operator S.A. („ELIA”), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.) („HOPS”), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. („MAVIR”), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE”), RTE Réseau de transport d’électricité („RTE”), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. („SEPS”), TenneT TSO GmbH („TenneT GmbH”), TenneT TSO B.V. („TenneT B.V.”), Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. („Transelectrica”), TransnetBW GmbH („TransnetBW”);
- m) „elementul de rețea interzonal” reprezintă în general doar acele linii electrice de transport care traversează o graniță a zonei de ofertare. Totuși, termenul „elemente de rețea interzonale” este extins pentru a include de asemenea și elementele de rețea dintre interconexiune și prima stație de transformare la care sunt racordate cel puțin două linii de transport interne;
- n) „parametrii prestabiliți bazați pe fluxuri de putere” reprezintă valorile de pre-cuplare de rezervă luate în calcul în situațiile în care datele de intrare pentru parametrii bazați pe fluxuri lipsesc pentru o perioadă mai lungă de două ore consecutive. Acest calcul se realizează în baza capacităților bilaterale pe termen lung existente;
- o) „restricția externă” (numită în continuare „EC”) reprezintă restricțiile maxime de import și / sau export pentru o anumită zonă de ofertare;
- p) „metoda evoluată bazată pe fluxuri de putere” (numită în continuare „EFB”) reprezintă o soluție care ia în considerare schimburile de la toate interconexiunile HVDC transfrontaliere din interiorul unei RCC unice, aplicând metoda bazată pe fluxuri de putere din cadrul respectivei RCC;
- q) „Z-1” reprezintă ziua următoare;

- r) „Z-2” reprezintă ziua cu două zile înainte de livrării;
- s) „FAV” reprezintă valoarea finală de ajustare;
- t) „domeniul bazat pe fluxuri de putere” reprezintă setul de restricții care limitează capacitatea interzonală calculată utilizând o metodă bazată pe fluxurile de putere;
- u) „ $F_{max}$ ” reprezintă fluxul de putere maxim admisibil;
- v) „ $F_i$ ” reprezintă fluxul de putere preconizat în situația comercială i;
- w) „ $F_{ref}$ ” reprezintă fluxul de putere de referință;
- x) „ $F_{LTN}$ ” reprezintă fluxul de putere preconizat după nominalizările pe termen lung;
- y) „marja de fiabilitate a fluxului” (numită în continuare „FRM”) reprezintă marja de fiabilitate așa cum este definită la art. 2 alin. (14) din Regulamentul CACM, aplicată unui element critic de rețea în cadrul unei metode bazate pe fluxuri;
- z) „GSK” reprezintă mecanismul de modificare a generării așa cum este definit la art. 2 alin. (12) din Regulamentul CACM;
- aa) „HVDC” reprezintă un sistem de transport de înaltă tensiune în curent continuu;
- bb) „IGM” reprezintă un model individual de rețea așa cum este definit la art. 2 alin. (1) din Regulamentul CACM;
- cc) „ $I_{max}$ ” reprezintă curentul maxim admisibil;
- dd) „LTA” reprezintă capacitățile alocate pe termen lung;
- ee) „LTN” reprezintă nominalizările pe termen lung transmise de către participanții la piață în baza LTA;
- ff) „agentul pentru fuziune” așa cum este definit la art. 20 din CGMM;
- gg) „perechile de zone de ofertare învecinate” reprezintă zonele de ofertare care au o graniță comercială comună;
- hh) „MTU” reprezintă unitatea de timp a pieței;
- ii) „MP” reprezintă participant la piață;
- jj) „NP” reprezintă poziția netă;
- kk) „domeniul pre-soluționat” reprezintă setul final de restricții obligatorii pentru alocarea capacității după procesul de pre-soluționare;
- ll) „procesul de pre-soluționare” reprezintă identificarea și eliminarea restricțiilor redundante din domeniul bazat pe fluxuri de putere de către CCC;
- mm) „capacitățile alocate anterior” reprezintă capacitățile pe termen lung care au fost deja alocate în intervale de timp (anuale și / sau lunare);
- nn) „PST” reprezintă un transformator defazor;
- oo) „PTDF” reprezintă factorul de distribuție al puterii transferate;
- pp) „PTR” reprezintă dreptul fizic de transport;
- qq) „RA” reprezintă acțiunea de remediere așa cum este definită la art. 2 alin. (13) din Regulamentul CACM;
- rr) „RAM” reprezintă marja rămasă disponibilă;

- ss) „RAO” reprezintă optimizarea acțiunilor de remediere;
- tt) „SA” reprezintă o licitație umbră așa cum este definită în Propunerea tuturor OTS-urilor din RCC Core pentru Procedurile de Ultimă Instanță, elaborată în conformitate cu prevederile art. 44 din Regulamentul CACM;
- uu) „nodul de echilibru” reprezintă nodul de referință utilizat în determinarea matricei **PTDF**, de exemplu creșterea puterii produse a generatoarelor determină absorbție de putere în nodul de echilibru;
- vv) „metoda extinsă” reprezintă soluția de pre-cuplare de rezervă în situațiile în care datele de intrare pentru parametrii bazați pe fluxuri lipsesc pentru o perioadă mai scurtă de trei ore consecutive. Acest calcul se bazează pe intersectarea domeniilor bazate pe fluxuri anterioare și subsecvent disponibile;
- ww) „SO GL” reprezintă Codul privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice);
- xx) „cuplarea hibridă standard” reprezintă o soluție de a înregistra influența schimburilor cu zonele de ofertare non-Core asupra CNEC-urilor, influență care nu este luată explicit în considerare în timpul fazei de alocare a capacității;
- yy) „modelul static de rețea” reprezintă o listă de elemente de rețea relevante ale sistemului de transport, inclusiv parametrii electrici ai acestora;
- zz) „ $U$ ” reprezintă tensiunea de referință;
- aaa) „consumul total” reprezintă cantitatea totală de energie electrică care trece din sistemul național de transport către sistemele de distribuție conectate, către consumatorii finali racordați la sistemul de transport și către producătorii de energie electrică, pentru a fi consumată în scopul producerii de energie electrică;
- bbb) „**PTDF** zonă-la-nod de echilibru” reprezintă factorul de distribuție a puterii transferate pentru un schimb comercial dintre o zonă de ofertare și un nod de echilibru;
- ccc) „**PTDF** zonă-la-zonă” reprezintă factorul de distribuție a puterii transferate pentru un schimb comercial între două zone de ofertare;
- ddd) acțiunea de remediere „preventivă” reprezintă o acțiune de remediere aplicată anterior apariției unei contingente;
- eee) „PX” reprezintă schimbul de energie pentru piețele spot;
- fff) acțiunea de remediere „curativă” reprezintă o acțiune de remediere aplicată după apariția unei contingente;
- ggg) notația  $x$  denotă un scalar;
- hhh) notația  $\vec{x}$  denotă un vector;
- iii) notația  $\mathbf{x}$  denotă o matrice.

(2) În prezenta Propunere pentru metodologia comună 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) cuprinsul și anteturile sunt incluse doar în scopuri informative și nu vor afecta interpretarea prezentei Propuneri pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare; și
- c) orice referințe la legislație, regulamente, directive, ordine, instrumente, coduri sau orice alte acte legislative includ orice modificare, completare sau repromulgare în vigoare la momentul respectiv.

### **Articolul 3. Aplicarea prezentei propuneri**

Prezenta Propunere pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare se aplică strict calculului capacităților pentru ziua următoare în interiorul RCC Core. Metodologiile comune de calcul al capacităților din cadrul altor regiuni de calcul al capacităților sau altor intervale de timp nu fac obiectul prezentei propuneri.

### **Articolul 4 Capacitățile interzonale pentru piața pentru ziua următoare**

(1) Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, se calculează valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru ziua următoare, utilizând metoda bazată pe fluxuri de putere astfel cum este stabilită în cadrul metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare, prevăzută la art. 20 alin. (3) din Regulamentul CACM.

(2) Pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare în RCC Core, fluxul principal de procese include patru etape până când este stabilit domeniul bazat pe fluxuri de putere pentru procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare:

- a) înainte de toate, datele de intrare, definite la art. 12, sunt furnizate pentru calculul inițial bazat pe fluxuri de putere, conducând la rezultatele preliminare pentru calculul capacităților;
- b) după calculul inițial bazat pe fluxuri de putere, în cadrul celei de-a doua etape a procesului, se selectează acțiunile de remediere (RA) care rezultă din optimizarea acțiunilor de remediere definite la art. 15;
- c) cea de-a treia etapă a procesului ia în calcul în mod suplimentar capacitățile deja alocate la licitațiile pe termen lung (LTA) și nominalizările pe termen lung (LTN), inclusiv acțiunile de remediere (RA), care reprezintă datele de intrare pentru calculul final bazat pe fluxuri de putere;
- d) cea de-a patra și ultimă etapă este validarea capacităților interzonale finale.

### **Articolul 5. Metodologia pentru selecția elementelor critice de rețea și a contingențelor**

(1) Fiecare OTS Core furnizează o listă de CNE din propria zonă de control, în baza experienței operaționale. Un CNE poate fi:

- un element de rețea interzonal;
- o linie electrică internă; sau
- un transformator.

(2) În conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Regulamentul CACM, OTS-urile Core furnizează o listă de contingențe utilizate în cadrul analizei privind siguranța în funcționare, stabilită în conformitate cu prevederile art. 33 din SO GL, limitată la relevanța acesteia pentru setul de CNE-uri, așa cum sunt definite la art. 5 alin. (1) și în temeiul prevederilor art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. O contingență poate fi o declanșare a:

- unei linii electrice aeriene, unui cablu electric sau unui transformator;
- unei bare colectoare;
- unei unități generatoare;
- unui loc de consum; sau
- unui set de contingențe menționate mai sus.

(3) Asocierea contingențelor cu CNE-urile se realizează din lista de CNE-uri definită la art. 5 alin. (1) și din lista de contingențe definită la art. 5 alin. (2). În plus se respectă regulile prevăzute la art. 75 din SO GL, ceea ce înseamnă că contingențele unui OTS pot fi asociate unui alt OTS. Rezultatul acestei asocieri reprezintă baza inițială de CNEC-uri.

(4) OTS-urile Core fac distincție între:

- a) CNEC-urile din baza inițială, care sunt influențate în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete din zona de ofertare. Întotdeauna un element de rețea interzonal se consideră că este influențat în mod semnificativ. În conformitate cu prevederile art. 13, *PTDF – urile* maxime zonă-la-zonă a celorlalte CNEC-uri trebuie să fie mai mari decât un prag comun, pentru a fi considerate influențate în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete ale zonei de ofertare, în conformitate cu prevederile art. 29 alin. (3) din Regulamentul CACM. CNEC-urile din această categorie vor fi luate în considerare în cadrul tuturor etapelor aferente calculului comun al capacităților și vor determina capacitatea interzonală;
- b) CNEC-urile din baza inițială care sunt semnificativ influențate de către RA-urile definite la art. 11, însă care nu sunt influențate în mod semnificativ de către modificările pozițiilor nete ale zonei de ofertare. CNEC-urile din această categorie pot fi monitorizate doar în timpul RAO și nu vor restricționa capacitatea interzonală;

- c) CNEC-urile din baza inițială care nu sunt descrise nici la art. 5 alin. (4) lit. (a), nici la art. 5 alin. (4) lit. (b). CNEC-urile din această categorie nu vor fi luate în considerare pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare.
- (5) În cazul în care un OTS decide să păstreze un CNEC pe lista prevăzută la art. 5 alin. (4) lit. (a), care nu este influențat în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete din zona de ofertare, OTS-ul respectiv furnizează autorităților de reglementare Core o descriere clară a situației specifice care a condus la luarea acestei decizii, în cadrul raportului de monitorizare definit la art. 24.
- (6) În cazul în care un OTS decide să excludă un CNEC din lista prevăzută la art. 5 alin. (4) lit. (a), care este influențat în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete din zona de ofertare, OTS-ul respectiv furnizează autorităților de reglementare Core o descriere clară a situației specifice care a condus la luarea acestei decizii, în cadrul raportului de monitorizare definit la art. 24.
- (7) Ca urmare a prevederilor art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (ii) din Regulamentul CACM, în plus față de aplicarea pragului comun prevăzut la art. 5 alin. (4) lit. (a), OTS-urile Core trebuie să asigure o *RAM* minimă pentru CNEC-urile care stabilesc capacitatea interzonală anterior alocării schimburilor comerciale,
- (8) OTS-urile Core detaliază în problemele existente cu privire la metodologia de selecție a CNEC (cum ar fi valorile *PTDF* zonă-la-zonă maxime și valorile *RAM* minime etc.) după cum urmează:
- a) În primul trimestru al anului 2018, OTS-urile Core transmit autorităților de reglementare un „raport al OTS-urilor Core privind livrabilele”, cu descrierea modului de rezolvare a problemelor existente referitoare la selecția CNEC (cum ar fi valorile *PTDF* zonă-la-zonă maxime și valorile *RAM* minime etc.);
  - b) următoarele etape sunt incluse și specificate în raportul OTS-urilor Core privind :
    - i. evaluarea și definirea opțiunilor, salvagardarea capacităților furnizate pe piață și reflectarea obligațiilor OTS-urilor cu privire la siguranța în alimentarea cu energie electrică;
    - ii. calendarul și metoda / metodele de realizare a simulărilor și a studiilor care rezultă, într-un raport de fezabilitate;
      1. OTS-urile Core și autoritățile de reglementare Core se consultă și decid în baza raportului de fezabilitate, acesta din urmă fiind apoi transmis participanților la piață, în cadrul întâlnirilor cu părțile interesate.
  - c) OTS-urile Core conchid asupra finalizării metodologiei, o consultă cu participanții la piață și propun autorităților de reglementare Core o versiune actualizată a *Metodologiei pentru selecția elementelor critice de rețea și contingențelor*;
  - d) autoritățile de reglementare Core aprobă versiunea actualizată a *Metodologiei pentru selecția elementelor critice de rețea și contingențelor*, propusă în conformitate cu prevederile prezentului articol.
-

## Articolul 6. Metodologia pentru limitele de siguranță în funcționare

(1) În conformitate cu prevederile art. 23 din Regulamentul CACM, OTS-urile Core determină limitele de siguranță în funcționare la nivelul utilizat în analiza siguranței în funcționare efectuată în conformitate cu prevederile art. 72 din SO GL, ceea ce înseamnă de asemenea că limitele de siguranță în funcționare utilizate în calculul comun al capacităților sunt aceleași cu cele utilizate în cadrul analizei siguranței în funcționare, astfel că nu sunt necesare alte descrieri suplimentare în temeiul art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. În mod deosebit:

- a) OTS-urile Core respectă curentul maxim admisibil ( $I_{max}$ ) care reprezintă limita fizică a unui CNE în conformitate cu politica de siguranță în funcționare în temeiul art. 25 din SO GL. Curentul maxim admisibil poate fi definit prin:
  - i. limite fixe pentru toate unitățile de timp ale pieței;
  - ii. limite fixe pentru toate unitățile de timp ale pieței pentru un anumit sezon;
  - iii. o valoare pentru fiecare unitate de timp a pieței în funcție de prognoza meteo.
- b) atunci când este cazul,  $I_{max}$  se definește drept limită de curent temporară a CNE în conformitate cu prevederile art. 25 din SO GL. O limită de curent temporară înseamnă că este permisă o supraîncărcare doar pentru o anumită durată limită de timp.
- c)  $I_{max}$  nu este redus cu nicio marjă de siguranță, întrucât toate incertitudinile din cadrul calculului comun al capacităților sunt acoperite pentru fiecare CNEC prin marja de fiabilitate a fluxului ( $FRM$ ) în conformitate cu prevederile art. 9 și prin valoarea finală de ajustare ( $FAV$ ) în conformitate cu prevederile art. 7.
- d) valoarea  $F_{max}$  descrie fluxul de putere maxim admisibil pe un CNE.  $F_{max}$  se calculează cu următoarea formulă:

$$F_{max} = \sqrt{3} \times I_{max} \times U$$

*Ecuția 1*

unde:  $I_{max}$  reprezintă curentul maxim admisibil pentru un element critic de rețea (CNE), exprimat în kA.

U reprezintă tensiunea de referință, exprimată în kV.

Valorile pentru tensiunea de referință U sunt valori fixe pentru fiecare CNE.

## Articolul 7. Valoarea Finală de Ajustare

(1) Fluxul de putere maxim admisibil pe un CNE poate fi crescut sau scăzut cu valoarea finală de ajustare ( $FAV$ ), unde

- a) valorile pozitive ale *FAV* (exprimate în MW) reduc marja de putere disponibilă a unui CNE în timp ce valorile negative o cresc;
- b) *FAV* poate fi stabilită de către OTS-ul responsabil în timpul procesului de validare în conformitate cu prevederile art. 21;
- c) în cazul în care un OTS decide să utilizeze *FAV* în timpul calculului comun al capacităților pentru ziua următoare, OTS-ul respectiv furnizează autorităților de reglementare Core o descriere clară a situației specifice care a condus la luarea acestei decizii, în cadrul raportului de monitorizare definit la art. 24.

## **Articolul 8. Metodologia pentru restricțiile de alocare**

(1) În conformitate cu prevederile art. 23 alin. (3) lit. (a) din Regulamentul CACM, pe lângă limitele fluxurilor de putere activă pe CNE-uri, pot fi necesare și alte limitări specifice pentru a menține funcționarea în siguranță a rețelei. Întrucât astfel de limitări specifice nu pot fi transformate în mod eficient în limite de siguranță în funcționare la nivelul CNE-urilor individuale, acestea sunt exprimate în restricții maxime de import și export la nivelul zonelor de ofertare. Aceste restricții de alocare se numesc restricții externe.

- a) restricțiile externe sunt determinate de către OTS-urile Core și sunt luate în considerare în timpul procesului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare, suplimentar față de limitele fluxurilor de putere la nivelul CNEC-urilor.
- b) o restricție externă, din categoria celor prevăzute la lit. a) poate fi modelată fie
  - i. în cadrul capacității interzonale Core, limitând astfel poziția netă Core a respectivei zone de ofertare, fie
  - ii. drept o restricție asupra poziției nete globale, limitând astfel poziția netă a respectivei zone de ofertare cu privire la toate RCC care fac parte din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare.

(2) Un OTS poate utiliza restricții externe pentru a evita situațiile care conduc la probleme de stabilitate a rețelei, depistate în urma studiilor dinamice de sistem efectuate cel puțin anual. Aceasta se aplică pentru ELIA și TenneT B.V.

(3) Un OTS poate utiliza restricții externe pentru a evita situațiile care sunt mult prea diferite de fluxurile de referință din rețea în CGM Z-2, și care, în cazuri excepționale, ar induce fluxuri suplimentare extreme pe elementele de rețea care rezultă din utilizarea unui GSK liniarizat, conducând la o situație care nu ar putea fi validată drept sigură de către OTS în cauză. Aceasta se aplică pentru TenneT B.V.

(4) Un OTS poate utiliza restricții externe în cazul unui model de dispecerizare la nivel central care necesită un nivel minim de rezervă operațională pentru echilibrare. În sistemele de dispecerizare

centrală, PRE nu trebuie să transmită programările echilibrate. În schimb, OTS-ul acționează în calitate de PRE responsabilă pentru echilibrarea sistemului electroenergetic. Pentru a realiza această sarcină, OTS-ul dintr-un sistem de dispecerizare centrală trebuie să asigure disponibilitatea rezervelor de reglaj la creștere și la scădere suficiente pentru menținerea funcționării în siguranță a sistemului electroenergetic. Restricția externă introdusă variază în funcție de situația de echilibrare prognozată. Aceasta se aplică pentru PSE.

(5) Detaliile privind utilizarea restricțiilor externe, așa cum sunt descrise la alin. (2), alin. (3) și la alin. (4), sunt prevăzute la Anexa 1.

(6) Un OTS poate întrerupe utilizarea unei restricții externe, așa cum este descrisă la alin. (2), alin. (3) și la alin. (4). OTS-ul în cauză comunică această modificare autorităților de reglementare Core și participanților la piață, cu cel puțin o lună anterior implementării.

### **Articolul 9. Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate**

(1) Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare se bazează pe modele de prognoză ale sistemului de transport. Datele de intrare sunt generate cu două zile înainte de data de livrare a energiei electrice, cu informațiile disponibile. Prin urmare, rezultatele fac obiectul impreciziilor și incertitudinilor. Scopul marjei de fiabilitate este să acopere un nivel de risc indus de aceste erori de prognoză.

(2) În conformitate cu prevederile art. 22 alin. (1) din Regulamentul CACM, marjele de fiabilitate a fluxului (numite în continuare „*FRM*”) la nivelul elementelor critice se calculează prin intermediul unei metode cu două etape:

- a) în prima etapă, pentru fiecare unitate de timp a pieței din perioada de observare, modelul comun de rețea (CGM) Z-2 se actualizează pentru a lua în calcul situația din timpul real cel puțin pentru acțiunile de remediere luate în considerare în calculul comun al capacităților și definite la art. 11. Acțiunile de remediere sunt controlate de către OTS-urile Core și astfel nu sunt considerate ca fiind incertitudini. Această etapă se realizează prin copierea configurației din timp real a acțiunilor de remediere și prin aplicarea acestora la CGM Z-2 istorice. Fluxurile de putere aferente CGM Z-2 modificate ulterior sunt calculate ( $F_{ref}$ ) și apoi ajustate la schimburile comerciale realizate în interiorul RCC Core cu *PTDF* calculați în timpul calculului comun al capacităților pentru ziua următoare, așa cum este descris la art. 13. În consecință, la compararea fluxurilor de putere bazate pe calculul comun al capacităților pentru ziua următoare cu fluxurile din situația din timp real sunt luate în considerare aceleași

schimburi comerciale din RCC Core. Aceste fluxuri se numesc fluxuri preconizate ( $F_{exp}$ ) (a se vedea Ecuația 2).

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

*Ecuația 2*

unde

$\vec{F}_{exp}$	fluxul preconizat pentru fiecare CNEC în situația comercială realizată
$\vec{F}_{ref}$	fluxul pentru fiecare CNEC în CGM (fluxul de referință)
<b>PTDF</b>	matricea factorilor de distribuție a puterii transferate
$\vec{NP}_{real}$	poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în situația comercială realizată
$\vec{NP}_{ref}$	poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în CGM

Fluxurile de putere pe fiecare CNEC din RCC Core, preconizate în conformitate cu metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare, sunt comparate apoi cu fluxurile în timp real observate pe același CNEC. Toate diferențele pentru toate unitățile de timp ale pieței aferente unei perioade de observare de un an sunt evaluate din punct de vedere statistic și se obține astfel o distribuție de probabilitate;

- b) în cea de-a doua etapă și în conformitate cu prevederile art. 22 alin. (3) din Regulamentul CACM, se calculează funcția de repartiție 90 a distribuției de probabilitate la nivelul tuturor CNEC-urilor. Asta înseamnă că OTS-urile Core aplică un nivel comun de risc de 10%, adică valorile *FRM* acoperă 90% din erorile istorice. Ulterior, OTS-urile Core dispun de următoarele opțiuni:
- i. utilizarea directă a funcției de repartiție 90 a distribuției de probabilitate pentru determinarea *FRM* la nivelul fiecărui CNEC. Asta înseamnă că un CNE poate avea valori *FRM* diferite în funcție de contingenta aferentă;
  - ii. utilizarea doar a funcției de repartiție 90 a distribuției de probabilitate calculată la nivelul CNE-urilor, fără contingente. Astfel, un CNE va avea aceeași *FRM* pentru toate contingentele aferente; sau
  - iii. realizarea ajustării operaționale la nivelul valorilor derivate, prevăzute la pct. (i) sau la pct. (ii), care poate stabili valorile *FRM* între 5% și 20% din  $F_{max}$  calculat pentru condiții meteorologice normale.

(3) Valorile *FRM* se actualizează anual, în baza unei perioade de observare de un an, astfel încât efectele de sezonalitate să poată fi reflectate în valori. Valorile *FRM* sunt apoi fixate până la următoarea actualizare.

(4) Anterior primului calcul operațional al valorilor *FRM*, OTS-urile Core utilizează fie valorile *FRM* aflate deja în funcționare în cadrul inițiativelor existente de cuplare a piețelor bazată pe fluxuri, fie determină valorile *FRM* drept 10% din  $F_{max}$  calculat pentru condiții meteorologice normale.

(5) În conformitate cu prevederile art. 22 alin. (2) și alin. (4) din Regulamentul CACM, *FRM*-urile acoperă următoarele incertitudini de prognoză:

- a) tranzacțiile Core externe (în afara controlului RCC Core: atât între RCC Core și alte RCC, cât și la nivelul OTS-urilor din afara RCC Core);
- b) modelul de generare, inclusiv prognozele specifice privind producția eoliană și solară;
- c) mecanismul de modificare a generării;
- d) prognoza de consum;
- e) prognoza topologică;
- f) deviația neintenționată a fluxului de putere, datorată operării reglajului de frecvență; și
- g) ipotezele calculului capacităților bazat pe fluxuri, inclusiv liniaritatea și modelarea zonelor OTS-urilor externe (non-Core).

(6) În cadrul evaluării anuale, OTS-urile Core evaluează posibilele îmbunătățiri ale datelor de intrare pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare, așa cum este prevăzut la art. 22.

(7) OTS-urile Core detaliază și justifică metodologia privind marja de fiabilitate, având în vedere justificarea nivelului comun de risc, aplicând următoarea procedură:

- a) În primul trimestru al anului 2018, OTS-urile Core transmit autorităților de reglementare un „raport al OTS-urilor Core privind livrabilele” care descrie, printre altele, justificarea nivelului comun de risc;
- b) în raportul privind livrabilele sunt incluse și specificate următoarele etape:
  - i. evaluarea și definirea opțiunilor, salvagardarea capacităților furnizate pe piață și reflectarea obligațiilor OTS-urilor cu privire la siguranța în alimentarea cu energie electrică;
  - ii. calendarul și metoda / metodele de realizare a simulărilor și a studiilor care rezultă, într-un raport de fezabilitate;
    1. OTS-urile Core și autoritățile de reglementare Core se consultă și decid, în baza raportului de fezabilitate, acesta din urmă fiind apoi transmis participanților la piață în cadrul întâlnirilor cu părțile interesate.



- c) OTS-urile Core conchid asupra finalizării metodologiei, o supun consultării cu participanții la piață și propun o versiune actualizată a *Metodologiei de calcul al marjei de fiabilitate* către autoritățile de reglementare;
- d) autoritățile de reglementare Core aprobă versiunea actualizată a *Metodologiei de calcul al marjei de fiabilitate*, propusă în conformitate cu prevederile prezentului articol.

#### **Articolul 10. Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării**

(1) În conformitate cu prevederile art. 24 din Regulamentul CACM, OTS-urile Core au elaborat următoarea metodologie pentru a determina mecanismul comun de modificare a generării:

- a) OTS-urile Core iau în considerare informațiile disponibile cu privire la generare sau consum, disponibile la nivelul modelului comun de rețea pentru fiecare scenariu elaborat în conformitate cu prevederile art. 18 din Regulamentul CACM, pentru a selecta nodurile care vor contribui la mecanismul de modificare a generării;
- b) fiecare OTS Core trebuie să urmărească să identifice un GSK care minimizează eroarea prognozei de dispecerizare;
- c) OTS-urile Core definesc un mecanism constant de modificare a generării pentru fiecare unitate de timp a pieței;
- d) OTS-urile Core ce aparțin aceleiași zone de ofertare stabilesc o metodologie comună care transformă o modificare a poziției nete într-o modificare specifică a producerii sau a consumului în modelul comun de rețea.

(2) În aplicarea metodologiei, OTS-urile Core pot defini:

- a) mecanisme de modificare a generării proporționale cu puterea produsă reală și consumul potențial din CGM Z-2, pentru fiecare unitate de timp a pieței;
- b) mecanisme de modificare a generării pentru fiecare unitate de timp a pieței cu valori fixe bazate pe CGM Z-2 și bazate pe pozițiile nete maxime și minime ale respectivelor zone de ofertare; sau
- c) mecanisme de modificare a generării cu valori fixe bazate pe CGM Z-2 pentru fiecare unitate de timp a pieței.

(3) Având în vedere obiectivul armonizării, în timpul diferitelor etape de implementare, aplicarea metodologiei GSK curente se testează și se îmbunătățește în mod continuu și cât mai mult posibil.

(4) OTS-urile Core detaliază metoda armonizată pentru metodologia privind mecanismul de modificare a generării, aplicând următoarea procedură:

- a) În primul trimestru din 2018, OTS-urile Core transmit autorităților de reglementare un „raport al OTS-urilor Core privind livrabilele” care descrie, printre altele, o analiză detaliată a fiecărui GSK, specifică fiecărui OTS;
- b) următoarele etape sunt incluse și specificate în raportul privind livrabilele:
  - i. evaluarea și definirea opțiunilor, salvagardarea capacităților furnizate pe piață și reflectarea obligațiilor OTS-urilor cu privire la siguranța în alimentarea cu energie electrică;
  - ii. calendarul și metoda / metodele de realizare a simulărilor și a studiilor care rezultă, într-un raport de fezabilitate;
    - 1. OTS-urile Core și autoritățile de reglementare Core se consultă și decid în baza raportului de fezabilitate, acesta din urmă fiind apoi transmis participanților la piață în cadrul întâlnirilor cu părțile interesate.
- c) OTS-urile Core conchid asupra finalizării metodologiei, o supun consultării cu participanții la piață și propun o versiune actualizată a *Metodologiei pentru mecanismele de modificare a generării* către autoritățile de reglementare;
- d) autoritățile de reglementare Core aprobă versiunea actualizată a *Metodologiei pentru mecanismele de modificare a generării*, propusă în conformitate cu prevederile prezentului articol.

### **Articolul 11. Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacităților**

- (1) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (1) din Regulamentul CACM, OTS-urile Core definesc în mod individual acțiunile de remediere (RA) ce vor fi luate în considerare la calculul comun al capacităților pentru ziua următoare.
- (2) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (2) și alin. (3) din Regulamentul CACM, RA-urile vor fi utilizate pentru optimizarea coordonată a capacităților interzonale, asigurând în același timp funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic în timp real.
- (3) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (4) din Regulamentul CACM, în cadrul calculului capacităților un OTS poate să nu ia în considerare o RA specifică pentru a asigura faptul că RA rămase sunt suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare.
- (4) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (5) din Regulamentul CACM, calculul comun al capacităților pentru ziua următoare ia în considerare RA-uri care nu implică costuri. Aceste RA pot fi:
  - a) modificarea poziției comutatorului de ploturi al unui transformator defazor (PST);
  - b) măsură topologică: deconectarea sau conectarea uneia sau mai multor linii electrice aeriene, cabluri electrice, transformatoare, cuple sau mutarea unuia sau mai multor elemente de rețea de la o bară colectoare la alta.

(5) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (6), RA-urile luate în considerare sunt aceleași pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice, în funcție de disponibilitatea tehnică a acestora.

(6) RA-urile pot avea caracter preventiv sau curativ, de exemplu să aibă impact asupra tuturor CNEC-urilor sau doar asupra cazurilor de contingență pre-definite.

(7) Aplicarea optimizată a RA-urilor se realizează în conformitate cu prevederile art. 15.

## **Articolul 12. Furnizarea datelor de intrare**

(1) OTS-urile Core furnizează calculatorului capacității coordonate, anterior unui anumit termen limită convenit de comun acord de către OTS-uri și calculatorul capacității coordonate, următoarele date de intrare:

- a) IGM-urile Z-2, respectând metodologia elaborată în conformitate cu prevederile art. 19 din Regulamentul CACM;
- b) CNE-urile și contingențele, în conformitate cu prevederile art. 5;
- c) limitele de siguranță în funcționare, în conformitate cu prevederile art. 6;
- d) restricțiile de alocare, în conformitate cu prevederile art. 8;
- e) *FRM*, în conformitate cu prevederile art. 9;
- f) *GSK*, în conformitate cu prevederile art. 10; și
- g) RA, în conformitate cu prevederile art. 11.

(2) În furnizarea datelor de intrare, OTS-urile Core respectă formatele convenite de comun acord între OTS-uri și CCC din RCC Core, respectând totodată cerințele și liniile directoare definite prin CGMM.

(3) Acolo unde este cazul, agentul pentru fuzionare fuzionează IGM-uri Z-2 pentru a crea CGM-uri Z-2, respectând metodologia elaborată în conformitate cu prevederile art. 17 din Regulamentul CACM.

(4) OTS-urile Core transmit valorile LTA și LTN către CCC, pentru fiecare unitate de timp a zilei.

## **DESCRIERE DETALIATĂ A METODEI DE CALCUL AL CAPACITĂȚILOR**

### **Articolul 13. Descriere matematică a metodei de calcul al capacităților**

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 lit. (b) pct. (i) din Regulamentul CACM, pentru fiecare CNEC definit la art. 5 alin. (3), OTS-urile Core calculează influența modificărilor poziției nete a zonei de ofertare asupra fluxului de putere al acesteia. Această influență este denumită *PTDF* zonă-la-nod de echilibru. Calculul se elaborează din CGM Z-2 și *GSK* definit în conformitate cu prevederile art. 10.

(2) *PTDF*-urile nodale pot fi calculate întâi prin variația injecției fiecărui nod definit la *GSK* în CGM Z-2. Pentru fiecare variație nodală se monitorizează și se calculează sub formă procentuală efectul asupra încărcării fiecărui CNE sau CNEC. *GSK* transformă aceste *PTDF* nod-la-nod de echilibru în *PTDF*

zonă-la-nod de echilibru întrucât convertește variația poziției nete a zonei de ofertare într-o majorare a puterii generate în noduri specifice, după cum urmează:

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

*Ecuția 3*

unde

$PTDF_{\text{zonă-la-nod de echilibru}}$	matricea $PTDF$ zonă-la-nod de echilibru (coloane: zone de ofertare, linii: CNEC-uri)
$PTDF_{\text{nod-la-nod de echilibru}}$	matricea $PTDF$ nod-la-nod de echilibru (coloane: noduri, linii: CNEC-uri)
$GSK_{\text{nod-la-zonă}}$	matrice care conține $GSK$ de la nivelul tuturor zonelor de ofertare (coloane: zone de ofertare, linii: noduri, suma fiecărei coloane este egală cu unu)

(3)  $PTDF$  pot fi definite ca  $PTDF$ -uri zonă-la-nod de echilibru sau  $PTDF$ -uri zonă-la-zonă. Un  $PTDF_{A,l}$  zonă-la-nod de echilibru reprezintă influența variației poziției nete a unei zone de ofertare A asupra unui CNE  $l$  sau CNEC  $l$ . Un  $PTDF_{A \rightarrow B,l}$  zonă-la-zonă reprezintă influența variației unui schimb comercial de la A la B asupra unui CNE sau CNEC  $l$ .  $PTDF_{A \rightarrow B,l}$  zonă-la-zonă poate fi legat de  $PTDF$  zonă-la-nod de echilibru după cum urmează:

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

*Ecuția 4*

(4)  $PTDF$  zonă-la-zonă maxim la nivelul unui CNE sau CNEC reprezintă influența maximă pe care un schimb Core o poate avea asupra respectivului CNE sau CNEC:

$$PTDF_{\text{zonă-la-zonă maxim}} = \max_{A \in BZ}(PTDF_{A,l}) - \min_{A \in BZ}(PTDF_{A,l})$$

*Ecuția 5*

unde

$PTDF_{A,l}$	$PTDF$ zonă-la-nod de echilibru al zonei de ofertare A la nivelul unui CNE sau CNEC $l$
$BZ$	lista zonelor de ofertare Core

(5)  $F_{ref}$  reprezintă fluxul de putere activă pe un CNE sau CNEC rezultat din CGM. În cazul unui CNE,  $F_{ref}$  se simulează direct din CGM în timp ce, în cazul unui CNEC,  $F_{ref}$  se simulează cu contingența specificată.

(6)  $F_i$  reprezintă fluxul de putere activă în situația comercială  $i$ , la nivelul unui CNE sau CNEC, calculat în baza  $F_{ref}$  și a deviației schimburilor comerciale în situația comercială  $i$  față de CGM (situația comercială de referință) și:

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

*Ecuția 6*

unde

$\vec{F}_i$	fluxul preconizat pentru fiecare CNEC în situația comercială $i$
$\vec{F}_{ref}$	flux pentru fiecare CNEC în CGM (fluxul de referință)
$\mathbf{PTDF}$	matricea factorului distribuție a puterii transferate
$\overline{NP}_i$	Poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în situația comercială $i$
$\overline{NP}_{ref}$	Poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în CGM

(7) RAM la nivelul unui CNE sau CNEC într-o situație comercială  $i$  reprezintă capacitatea rămasă care poate fi furnizată pe piață luând în considerare capacitatea deja alocată în situația  $i$ . Această  $RAM_i$  se calculează utilizând  $F_{max}$ ,  $FRM$ ,  $FAV$  și  $F_i$ ) cu următoarea ecuație:

$$RAM_i = F_{max} - FRM - FAV - F_i$$

*Ecuția 7*

#### **Articolul 14. Includerea capacităților alocate pe termen lung (LTA)**

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 lit. (b) pct. (iii) din Regulamentul CACM, OTS-urile Core au elaborat următoarele norme pentru a lua în considerare capacitatea interzonală alocată anterior:

- Obiectivul normei este verificarea faptului că  $RAM$  la nivelul fiecărui CNE sau CNEC rămâne pozitivă în toate combinațiile de poziții nete comerciale alocate anterior.
- „Capacitățile alocate anterior” pe toate granițele comerciale din RCC Core reprezintă LTA. LTA se calculează în temeiul Regulamentului (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung, în conformitate cu calendarele respective prevăzute în Regulament.

(2) Următoarea ecuație se aplică tuturor combinațiilor posibile de poziții nete rezultate din utilizarea integrală a capacităților alocate anterior pe toate granițele comerciale:

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

*Ecuția 8*

unde

$\vec{F}_i$	flux pentru fiecare CNEC în combinația $i$ de utilizare a LTA
$\vec{F}_{ref}$	flux pentru fiecare CNEC în CGM
$\mathbf{PTDF}$	matricea factorilor de distribuție ai puterii transferate

$\overline{NP}_i$  Poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în combinația  $i$  de utilizare a LTA

$\overline{NP}_{ref}$  Poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în CGM

Apoi se verifică următoarea ecuație:

$$RAM_i = F_{max} - FRM - FAV - F_i$$

*Ecuația 9*

(3) Dacă cel puțin una dintre  $RAM_i$  este mai mică decât zero, atunci capacitățile alocate anterior nu sunt acoperite în totalitate de domeniul bazat pe fluxuri de putere. În acest caz se poate aplica una dintre următoarele două metode în timpul calculului final bazat pe fluxuri de putere: un OTS poate fie să decidă să majoreze  $RAM$  aferentă limitării CNE-urilor utilizând conceptul  $FAV$  pentru a compensa  $RAM_i$  negativă, fie să creeze restricții virtuale care să înlocuiască CNE-urile sau CNEC-urile pentru care  $RAM_i$  este negativă.

(4) În circumstanțe excepționale, din motive de siguranță în alimentarea cu energie electrică și în temeiul prevederilor art. 76 din SO GL, fiecare OTS Core poate solicita o capacitate de import minimă pentru una sau mai multe MTU. În acest caz,  $\overline{NP}_i$  din Ecuația 8 va fi ajustat în mod corespunzător. Acceptarea capacității de import minime face obiectul validării pozitive în conformitate cu prevederile art. 21. Costurile rezultate din satisfacerea solicitării sunt prevăzute în metodologia ce urmează a fi elaborată în conformitate cu articolul 74 alin. (1) din Regulamentul CACM.

### **Articolul 15. Norme de ajustare a fluxurilor de putere pe elementele critice de rețea ca urmare a acțiunilor de remediere**

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (iv) din Regulamentul CACM, prezenta Propunere pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare descrie normele de ajustare a fluxurilor de putere pe CNE ca urmare a RA:

- a) aplicarea coordonată a RA-urilor are scopul de a optimiza capacitatea interzonală în RCC Core. Optimizarea în sine a acțiunilor de remediere (RAO) constă în optimizarea coordonată a capacității interzonale din interiorul RCC Core prin extinderea domeniului bazat pe fluxuri de putere;
- b) optimizarea este un proces automat, coordonat și reproductibil care aplică RA-uri definite în conformitate cu prevederile art. 11; și
- c) RA-urile aplicate ar trebui să aibă caracter transparent față de toate OTS-urile, inclusiv cele din RCC adiacente.

(2) OTS-urile Core detaliază și justifică metodologia de optimizare a acțiunii de remediere, aplicând următoarea procedură:

- a) În primul trimestru din 2018, OTS-urile Core transmit autorităților de reglementare un „raport al OTS-urilor Core privind livrabilele” care descrie, printre altele, metodologia de optimizare a RA și funcția obiectivă;
- b) următoarele etape sunt incluse și specificate în raportul privind livrabilele:
  - i. evaluarea și definirea opțiunilor, salvagardarea capacităților furnizate pe piață și reflectarea obligațiilor OTS-urilor cu privire la securitatea alimentării cu energie electrică;
  - ii. calendarul și metoda / metodele de realizare a simulărilor și a studiilor care rezultă, într-un raport de fezabilitate;
    - 1. OTS-urile Core și autoritățile de reglementare Core se consultă și decid în baza raportului de fezabilitate, acesta din urmă fiind apoi transmis participanților la piață în cadrul întâlnirilor cu părțile interesate.
- c) OTS-urile Core conchid asupra finalizării metodologiei, o transmit spre consultare participanților la piață și propun autorităților de reglementare o versiune actualizată a *Normelor de ajustare a fluxurilor de putere la nivelul elementelor critice de rețea ca urmare a acțiunilor de remediere*;
- d) autoritățile de reglementare aprobă versiunea actualizată a normelor, propusă în conformitate cu prevederile prezentului articol.

#### **Articolul 16. Integrarea interconexiunilor HVDC transfrontaliere aflate în interiorul RCC Core**

- (1) OTS-urile Core aplică metodologia evoluată bazată pe fluxuri de putere (EFB) la momentul includerii interconexiunilor HVDC transfrontaliere în cadrul RCC Core bazată pe fluxuri de putere.
- (2) OTS-urile Core iau în considerare impactul unui schimb pe o interconexiune HVDC transfrontalieră la nivelul tuturor CNE-urilor în cadrul procesului de alocare a capacității. Se iau în considerare atât caracteristicile metodei bazate pe fluxuri de putere și restricțiile din interiorul RCC Core (spre deosebire de metoda NTC), cât și alocarea optimă a capacității pe interconexiune, pentru bunăstarea pieței.
- (3) OTS-urile Core fac distincția între AHC și EFB. AHC ia în considerare impactul schimburilor dintre două regiuni de calcul al capacităților (aparținând de două zone sincrone distincte, după caz), spre exemplu o zonă ATC și o zonă bazată pe fluxuri de putere, implicând faptul că influența schimburilor într-o RCC (zonă ATC sau zonă bazată pe fluxuri de putere) este luată în considerare în calculul bazat pe fluxuri de putere aferent unei alte RCC. EFB ia în considerare schimburile comerciale de pe interconexiunile HVDC transfrontaliere din interiorul unei singure RCC, aplicând metoda EFB ale respectivei RCC.
- (4) Principalele adaptări ale procesului de calcul comun al capacităților pentru ziua următoare introduse prin conceptul EFB constau în:

- a) impactul unui schimb de pe interconexiunea HVDC transfrontalieră este luat în considerare pentru toate CNEC relevante;
- b) retragerea din exploatare a interconexiunii HVDC este luată în considerare drept contingență pentru toate CNEC relevante în scopul simulării lipsei fluxului pe interconexiune, întrucât această situație devine regimul N-1.

(5) Pentru a realiza integrarea interconexiunii HVDC transfrontaliere în procesul bazat pe fluxuri de putere, se adaugă două centre virtuale la stațiile de conversie ale interconexiunii HVDC transfrontaliere. Aceste centre reprezintă impactul unui schimb asupra interconexiunii HVDC transfrontaliere la nivelul CNEC-urilor relevante. Prin stabilirea unei valori GSK egale cu 1 la locația fiecărei stații de conversie, impactul unui schimb comercial poate fi transformat într-o valoare *PTDF*. Această operație adaugă două coloane la matricea *PTDF* existentă, câte una pentru fiecare centru virtual.

(6) Lista contingențelor luate în considerare în calculul capacităților se extinde pentru a include și interconexiunea HVDC transfrontalieră. Prin urmare, retragerea din exploatare a interconexiunii trebuie să fie modelată drept regim N-1 și luarea în considerare a retragerii din exploatare a interconexiunii HVDC generează combinații CNEC suplimentare pentru toate CNEC-urile relevante în timpul procesului de calcul și alocare a capacităților.

#### **Articolul 17. Considerarea granițelor non-RCC Core**

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (vii) din Regulamentul CACM, OTS-urile Core vor lua în considerare influențele altor RCC prin elaborarea de ipoteze cu privire la schimburile viitoare non-Core, în conformitate cu prevederile art. 18 alin. (3) din Regulamentul CACM și ale art. 19 din CGMM.

(2) Ipotezele schimburilor non-Core sunt prevăzute în CGM Z-2 și în programările suport, utilizate drept punct de pornire pentru calculul comun al capacităților. În RCC Core, aceasta constituie regula pentru împărțirea între diferitele RCC-uri a capacităților CNEC-urilor Core privind fluxul de putere. Schimburile prognozate sunt astfel ilustrate în mod implicit în *RAM* prin intermediul fluxului de referință  $F_{ref}$  la nivelul tuturor CNEC-urilor (a se vedea Ecuațiile 6 și 7). Astfel, aceste ipoteze vor avea un impact (de creștere sau scădere) asupra *RAM* aferente CNEC-urilor Core. Incertitudinile rezultate, aferente ipotezelor mai sus menționate, sunt integrate în mod implicit în cadrul *FRM* al fiecărui CNEC. Acest concept este întâlnit cel mai adesea sub denumirea de cuplare hibridă standard.

(3) Pe de cealaltă parte, cuplarea hibridă avansată (AHC) ar permite OTS-urilor Core să modeleze în mod explicit situațiile de schimb de la nivelul RCC adiacente în cadrul domeniului bazat pe fluxuri de putere și astfel, și în cadrul cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare. Astfel s-ar reduce gradul de incertitudine în CGM Z-2 cu privire la prognoza schimburilor non-Core și s-ar majora gradul de libertate



pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare în ceea ce privește alocarea capacității. Fezabilitatea AHC va fi studiată în conformitate cu prevederile art. 24 alin. (5).

(4) În conformitate cu prevederile art. 20 alin. (5) din Regulamentul CACM, viitoarea fuziune a RCC-urilor adiacente care aplică un calcul al capacităților bazat pe fluxuri de putere va facilita, în plus față de cuplarea hibridă avansată, o distribuție mai eficientă a capacităților de flux de putere între diferitele granițe.

### Articolul 18. Calculul domeniului final bazat pe fluxuri de putere

(1) După determinarea RA-urilor preventive și curative optime, RA-urile se asociază în mod explicit cu respectivele CNEC-uri Core (astfel modificând fluxul de referință  $F_{ref}$  și valorile  $PTDF$  aferente) și parametrii finali bazați pe fluxuri de putere sunt calculați în cadrul următoarelor etape secvențiale:

- a) execuția regulilor cu privire la capacitatea alocată anterior în conformitate cu prevederile art. 14;
- b) în cadrul cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare, trebuie să fie respectate doar restricțiile care limitează în măsura cea mai mare pozițiile nete: restricțiile non-redundante (sau domeniul „pre-soluționat”). În realitate, prin respectarea acestui domeniu „pre-soluționat”, schimburile comerciale respectă de asemenea și toate celelalte restricții. Restricțiile redundante sunt identificate și eliminate de către CCC prin intermediul așa numitului proces de „pre-soluționare”.
- c) întrucât fluxul de referință ( $F_{ref}$ ) reprezintă fluxul fizic calculat din CGM Z-2, acesta reflectă încărcarea CNE-urilor și CNEC-urilor având în vedere prognoza schimburilor comerciale din ziua de referință. Prin urmare, fluxul de referință trebuie ajustat pentru a lua în considerare efectul LTN (Nominalizări pe Termen Lung) aferent MTU (Unitatea de Timp a Pieței).  $PTDF$  rămân neschimbate în cadrul acestei etape. Pe cale de consecință, efectul asupra domeniului capacității bazat pe fluxuri de putere reprezintă o deplasare în spațiul soluției.

Pentru ajustarea LTN, fluxul de putere pentru fiecare CNE și CNEC este calculat cu ajutorul ecuației liniare descrisă la articolul 14:

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

*Ecuația 10*

unde

$\vec{F}_{LTN}$	flux pentru fiecare CNEC după luarea în considerare a LTN
$\vec{F}_{ref}$	flux pentru fiecare CNEC în CGM
$\mathbf{PTDF}$	matricea factorilor de distribuție ai puterii transferate;
$\vec{NP}_{LTN}$	Poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare rezultată din LTN
$\vec{NP}_{ref}$	Poziția netă Core pentru fiecare zonă de ofertare în CGM

- d) în final, marja rămasă disponibilă pentru cuplarea unică a pieței pentru ziua următoare poate fi calculată după cum urmează:

$$RAM_{LTN} = F_{max} - FRM - FAV - F_{LTN}$$

*Ecuția 11*

- e) în plus, restricțiile externe se ajustează în așa fel încât limitele furnizate mecanismului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare să facă referire la creșterile sau scăderile pozițiilor nete rezultate din LTN.

### **Articolul 19. Rezerva de pre-cuplare și procesele implicite**

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (3) din Regulamentul CACM, prezenta propunere include o procedură de ultimă instanță pentru cazul în care calculul inițial al capacităților nu a condus la niciun rezultat. Posibilele cazuri pot avea legătură, însă nu se limitează la o defecțiune tehnică a programelor de calcul, la o eroare la nivelul infrastructurii de comunicare sau la date de intrare corupte sau lipsă.

- a) În cazul în care datele de intrare pentru calculul parametrilor bazați pe fluxuri de putere lipsesc pentru o perioadă mai scurtă de trei ore consecutive, este posibilă calcularea extinsă a parametrilor bazați pe fluxuri de putere cu un nivel de risc acceptabil, prin intermediul așa numitei metode extinse. Metoda extinsă se bazează pe o intersecție a domeniilor disponibile bazate pe fluxurile anterioare și subsecvente, ajustate la balanță zero (pentru a elimina impactul programului de referință). Pentru fiecare OTS, se colectează CNE-urile și CNEC-urile aferente intervalelor de timp anterioare și subsecvente și se iau în considerare doar cele mai restrictive din ambele intervale de timp (intersecție).
- b) În cazul în care este imposibilă acoperirea parametrilor lipsă sau în situația descrisă la art. 20 alin. (1) lit. (c), OTS-urile Core pot dispune calculul „parametrilor prestabiliți bazați pe fluxuri de putere”. Acest calcul se realizează în baza capacităților bilaterale pe termen lung existente. Aceste capacități pot fi transformate cu ușurință în capacități interzonale bazate pe fluxuri de putere, prin intermediul unei operații liniare simple. Pentru a optimiza capacitățile furnizate în acest caz către sistemul de alocare, OTS-urile implicate vor ajusta LTA în timpul procesului de calcul al capacităților. Eventual, capacitățile livrate vor fi egale cu „valoarea LTA + n” pentru fiecare graniță și fiecare direcție, transformate în restricții bazate pe fluxuri de putere, „n” fiind pozitiv sau egal cu zero și calculat în timpul procesului de calcul al capacităților. Din motive de siguranță în alimentarea cu energie electrică, OTS-urile implicate, nu își pot asuma nicio valoare pentru „n” în această etapă.

## Articolul 20. ATC pentru licitații umbră

(1) În conformitate cu prevederile art. 44 din Regulamentul CACM, în cazul în care procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare nu poate produce rezultate, se va aplica o procedură de ultimă instanță. Acest proces impune determinarea ATC-urilor bilaterale (numite în continuare „ATC pentru licitații umbră”) pentru fiecare unitate de timp a pieței, ceea ce este în conformitate cu „Propunerea OTS-urilor Core pentru Procedurile de Ultimă Instanță”<sup>†</sup>.

(2) Domeniile bazate pe fluxuri de putere vor avea rolul de bază în determinarea ATC-urilor pentru licitații umbră. Întrucât selecția unui set de ATC din domeniile bazate pe fluxuri de putere conduce către un set infinit de opțiuni, a fost creat un algoritm care determină în mod sistematic ATC-urile pentru licitațiile umbră.

(3) Următoarele date de intrare sunt necesare pentru fiecare unitate de timp a pieței:

- a) valori LTA;
- b) domeniul final bazat pe fluxuri de putere, așa cum este descris la art. 18.

(4) Următoarele date de ieșire reprezintă rezultatele calculului pentru fiecare MTU:

- a) ATC-uri pentru licitații umbră;
- b) restricții cu marjă egală cu zero, după calculul ATC-urilor pentru licitații umbră.

(5) Calculul ATC-urilor pentru licitații umbră face parte din etapa de calcul final bazat pe fluxuri de putere, așa cum este descrisă la art. 4 și astfel se realizează pentru fiecare MTU.

(6) Calculul ATC-urilor pentru licitații umbră reprezintă o procedură iterativă, care are drept scop extinderea domeniului LTA și respectarea în același timp a restricțiilor aferente domeniului final bazat pe fluxuri de putere calculat pentru fiecare MTU, așa cum se descrie la art. 18.

- a) în primul rând, marjele rămase disponibile (*RAM*) aferente domeniului final bazat pe fluxuri de putere (CNE-uri, CNEC-uri și restricții externe) trebuie ajustate pentru a lua în considerare punctul de pornire al iterației care reprezintă domeniul LTA:

- i. de la *PTDF* zonă-la-nod de echilibru ( $PTDF_{z2s}$ ), se calculează *PTDF* zonă-la-zonă ( $pPTDF_{z2z}$ ), unde se stochează doar numerele pozitive:

$$pPTDF_{z2z,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{z2s,A} - PTDF_{z2s,B})$$

*Ecuția 12*

---

<sup>†</sup> Transmisă către autoritățile de reglementare Core în data de 17 mai 2017.

unde

$pPTDF_{z2z,A \rightarrow B}$

$PTDF$  zonă-la-zonă la nivelul unui CNEC, cu privire la schimbul din zona de ofertare Core de la  $A$  la  $B$ , luând în considerare doar valorile pozitive

$PTDF_{z2s,k}$

$PTDF$  zonă-la-nod de echilibru al CNEC, cu privire la zona de ofertare  $k$

Sunt necesari doar  $PTDF$  zonă-la-zonă de la granițele interne Core, adică perechile de zone de ofertare învecinate.

- ii. procedura iterativă pentru determinarea ATC-urilor pentru licitații umbră începe de la domeniul LTA. Ca atare, impactul LTN fiind deja ilustrat în  $RAM$ ,  $RAM$  trebuie ajustate în următorul mod:

$$\overrightarrow{Marj\check{a}}(0) = \overrightarrow{RAM}_{LTN} - pPTDF_{z2z} * (\overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN})$$

*Ecuafia 13*

- b) metoda iterativă aplicată pentru calculul ATC-urilor pentru licitații umbră este compusă din îndeplinirea următoarelor acțiuni pentru fiecare pas de iterație i:

- i. pentru fiecare CNE, CNEC și restricție externă aferente domeniului final bazat pe fluxuri de putere, se împarte marja rămasă între granițele interne Core care sunt influențate în mod pozitiv, în părți egale;
- ii. din acele părți de marjă, se calculează schimburile bilaterale maxime prin divizarea fiecărei părți cu  $PTDF$  zonă-la-zonă pozitiv;
- iii. schimburile bilaterale sunt actualizate prin adăugarea valorilor minime obținute la nivelul tuturor CNE-urilor, CNEC-urilor și restricțiilor externe. Marjele aferente CNE-urilor, CNEC-urilor și restricțiilor externe se actualizează utilizând noile schimburi bilaterale de la pct. iii) și se reia pct. i);
- iv. iterațiile continuă până când valoarea maximă, la nivelul tuturor restricțiilor, a diferenței absolute între marja iterațiilor  $i+1$  și  $i$  este mai mică decât un criteriu de oprire;
- v. ATC-urile pentru licitații umbră rezultate primesc valorile care au fost determinate pentru schimbul maxim bilateral din interiorul Core.

## **Articolul 21. Metodologia de validare a capacității**

(1) În conformitate cu prevederile art. 26 alin. (1) și ale art. 26 alin. (3) din Regulamentul CACM, fiecare OTS validează și are dreptul să corecteze capacitatea interzonală relevantă pentru granița zonei de ofertare a OTS-ului, din motive de siguranță în funcționare în timpul procesului de validare. În situații excepționale, capacitățile interzonale pot fi diminuate de către OTS-uri. Aceste situații sunt:

- a) apariția unei contingente excepționale;
- b) o situație excepțională în care este posibil să nu fie disponibil suficient potențial de redispecerizare sau tranzacționare în contrapartidă, necesar pentru a asigura nivelul minim al *RAM* pe toate CNEC-urile și / sau pentru a asigura capacitatea minimă de import solicitată în temeiul prevederilor art. 14 alin. (4);
- c) o eroare în datele de intrare care conduce la o supraestimare a capacității interzonale din perspectiva siguranței în funcționare.

(2) La momentul realizării validării, OTS-urile Core pot lua în considerare limitele de siguranță în funcționare însă pot lua de asemenea în considerare și restricțiile suplimentare de rețea, modelele de rețea și alte informații relevante. Prin urmare, OTS-urile Core pot utiliza, dar fără a se limita la acestea, instrumentele elaborate de către CCC pentru analiză și pot utiliza de asemenea instrumente de verificare care nu sunt disponibile pentru CCC.

(3) În cazul în care se solicită o reducere a capacității interzonale, ca urmare a situațiilor prevăzute la art. 21 alin. (1) lit. (a) și art. 21 alin. (1) lit. (b), un OTS poate utiliza o valoare pozitivă a *FAV* pentru propriile CNEC-uri sau poate adapta restricțiile externe pentru a reduce capacitatea interzonală pentru zona sa de piață, și poate solicita o decizie comună pentru a lansa un nou calcul final bazat pe fluxuri de putere. În cazul unei situații prevăzute la art. 21 alin. (1) lit. (c), un OTS poate să solicite o decizie comună pentru a lansa parametrii prestabiliți bazați pe fluxuri de putere.

(4) Orice reducere a capacităților interzonale în timpul procesului de validare se comunică participanților la piață și se justifică autorităților de reglementare, în conformitate cu prevederile art. 23 și respectiv ale art. 24.

(5) În timpul procesului de validare, calculatorul regional al capacității coordonate se coordonează cu calculatorii învecinați ai capacității coordonate. Orice informație din partea calculatorilor capacității coordonate învecinați, cu privire la capacitatea interzonală redusă, se transmite OTS-urilor Core. OTS-urile Core pot aplica apoi reducerile adecvate ale capacităților interzonale, conform prevederilor art. 21 alin. (3).

## TRANSMITEREA ACTUALIZĂRILOR ȘI A DATELOR

### **Articolul 22. Evaluări și actualizări**

- (1) În conformitate cu prevederile art. 27 alin. (4) din Regulamentul CACM, toate OTS-urile evaluează și actualizează în mod regulat și cel puțin o dată pe an parametrii principali de intrare și de ieșire enumerați la art. 27 alin. (4) lit. (a) - (d) din Regulamentul CACM.
- (2) În cazul în care limitele de siguranță în funcționare, contingențele și restricțiile de alocare utilizate pentru calculul comun al capacităților trebuie actualizate în baza evaluării prevăzute la pct. 1, OTS-urile Core publică modificările în avans, anterior implementării.
- (3) În cazul în care procesul de evaluare demonstrează necesitatea unei actualizări a marjelor de fiabilitate, OTS-urile Core publică modificările în avans, anterior implementării.
- (4) Evaluarea acțiunilor de remediere luate în considerare în calculul capacităților include cel puțin evaluarea eficienței PST-urilor specifice și a RA-urilor topologice avute în vedere în timpul RAO.
- (5) În cazul în care evaluarea demonstrează necesitatea actualizării aplicării metodologiilor pentru determinarea mecanismelor de modificare a generării, a elementelor critice de rețea și a contingențelor menționate la art. 22 - 24 din Regulamentul CACM, modificările se publică în avans, anterior implementării.

### **Articolul 23. Publicarea datelor**

- (1) Datele prevăzute la art. 22 alin. (2) vor fi publicate pe o platformă de comunicare online dedicată, care reprezintă toate OTS-urile. Pentru a permite participanților la piață să aibă o înțelegere clară a datelor publicate, OTS-urile Core vor întocmi un manual și îl vor publica pe această platformă de comunicare.
- (2) În conformitate cu prevederile art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM, privind asigurarea și sporirea transparenței și fiabilității informațiilor către autoritățile de reglementare și participanții la piață, cel puțin următoarele date vor fi publicate în plus față de datele și definițiile prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice:
  - a) parametrii inițiali bazați pe fluxuri de putere (cu excepția LTN) se publică în Z-1 anterior nominalizărilor pentru drepturile pe termen lung pentru fiecare MTU din ziua următoare. Pentru acest set de parametrii inițiali bazați pe fluxuri de putere, se presupune că toate nominalizările pe termen lung la toate granițele zonei de ofertare Core sunt egale cu zero (LTN=0);

- b) LTN pentru fiecare graniță Core unde se aplică PTR se publică în Z-1 (ora țintă 10:30)<sup>‡</sup> pentru fiecare MTU din ziua următoare;
- c) parametri finali bazați pe fluxuri de putere se publică în Z-1 (ora țintă 10:30) pentru fiecare MTU din ziua următoare, cuprinzând *PTDF* zonă-la-nod de echilibru și *RAM* pentru fiecare CNEC „pre-soluționat”;
- d) în plus, în Z-1 (ora țintă 10:30), se publică următoarele date pentru fiecare MTU din ziua următoare:
- i. poziția netă maximă și minimă a fiecărei zone de ofertare;
  - ii. schimburile bilaterale maxime dintre toate zonele de ofertare Core;
  - iii. ATC-uri pentru licitații umbră.
- e) în conformitate cu reglementările naționale, următoarele informații pot fi publicate în Z-1 (ora țintă 10:30):
- i. denumirile reale ale CNEC și restricției externe;
  - ii. codul EIC al CNE și codul EIC al contingentei;
  - iii. defalcare detaliată a *RAM* pentru fiecare CNEC:
    - $F_{max}$ , inclusiv informația cu privire la caracterul permanent sau temporar al limitelor pe care se bazează;
    - $F_{LTN}$ ;
    - $I_{max}$ ;
    - $FRM$ ;
    - $FAV$ .
  - iv. defalcare detaliată a *RAM* pentru fiecare restricție externă:
    - $F_{max}$ ;
    - $F_{LTN}$ .
- f) în conformitate cu reglementările naționale, pot fi publicate ex-post în Z+2 următoarele informații din CGM Z-2 pentru fiecare MTU, pentru fiecare graniță a zonei de ofertare și fiecare OTS:
- i. consumul total;
  - ii. producția;
  - iii. cea mai bună prognoză a poziției nete.
- g) în conformitate cu reglementările naționale, modelul static de rețea.

(3) Lista finală, exhaustivă și obligatorie a tuturor informațiilor care fac obiectul publicării, șabloanele respective și punctele de acces ale datelor se elaborează în cadrul întâlnirilor de lucru dedicate cu părțile

---

<sup>‡</sup> În timpul perioadei de iarnă se aplică CET iar în timpul perioadei de vară se aplică CEST.

interesate și autoritățile de reglementare Core. Îmbunătățirile trebuie să mențină cel puțin nivelul de transparență atins în cadrul cuplării piețelor bazată pe fluxuri de putere din CWE. Părțile interesate, autoritățile de reglementare Core și OTS-urile Core ajung la un acord, nu mai târziu de trei luni anterior datei de lansare directă, conform celor prevăzute la art. 25 alin. (2).

#### **Articolul 24. Monitorizare și informarea autorităților de reglementare**

(1) În conformitate cu prevederile din secțiunea de preambul și ale art. 26 alin. (5) din Regulamentul CACM, datele de monitorizare se transmit autorităților de reglementare Core drept bază pentru supravegherea eficientă și nediscriminatorie a gestionării congestiilor Core.

(2) De asemenea, datele de monitorizare transmise în conformitate cu prevederile pct. 1 reprezintă și baza raportului bianual care trebuie transmis agenției în conformitate cu prevederile art. 27 alin. (3) din Regulamentul CACM.

(3) Datele de monitorizare sunt considerate confidențiale de către autorităților de reglementare Core și nu sunt la dispoziția publicului.

(4) Următoarele date de monitorizare aferente calculului comun al capacităților Core se transmit lunar autorităților de reglementare Core:

- a) rezultatele verificărilor LTA orare;
- b) verificarea *PTDF* maxim zonă-la-zonă;
- c) Pozițiile Nete orare minime / maxime pentru fiecare zonă de ofertare;
- d) ATC intrazilnice orare pentru toate granițele Core;
- e) schimburile bilaterale maxime pentru fiecare graniță a zonei de ofertare Core (orar);
- f) utilizarea valorii de ajustare finale *FAV*;
- g) restricțiile externe;
- h) ATC orare pentru licitații umbră pentru toate granițele Core;
- i) situația intervalelor de timp în cazul în care se utilizează metoda extinsă (lunar);
- j) situația intervalelor de timp pentru care s-au aplicat parametrii prestabiliți bazați pe fluxuri de putere (pe lună);
- k) CNEC-urile orare ne-anonimizate pre-soluționate, prezentând *PTDF*,  $F_{max}$ , *FRM*, *FAV*, *RAM* și  $F_{max}$ ;
- l) indicatorii principali agregați pentru fiecare țară și graniță:
  - numărul de CNE pre-soluționate;
  - numărul de cazuri pre-congestionate în CGM Z-2;
  - numărul de CNE depășite de către LTA;



- numărul de CB pre-soluționate cu RA-uri aplicate;
  - numărul de CNE pre-soluționate fără RA-uri aplicate;
  - numărul de CNE pre-soluționate care depășesc pragul maxim *PTDF* zonă-la-zonă;
  - numărul de ore care utilizează *FAV*;
  - numărul de ore în care a fost aplicată metoda extinsă;
  - numărul de ore în care au fost aplicați parametrii prestabiliți bazați pe fluxuri de putere;
  - GSK.
- m) justificarea situațiilor în care se aplică *FAV*, dacă e cazul;
- n) justificarea situațiilor în care pragul maxim *PTDF* zonă-la-zonă este depășit de către CNEC pre-soluționate, dacă este cazul;
- o) reducerile capacității interzonale realizate în timpul validării capacității interzonale, în conformitate cu prevederile art. 26 alin. (5) din Regulamentul CACM.

(5) Lista finală, exhaustivă și obligatorie a tuturor datelor de monitorizare (art. 24 alin. (4)), șabloanele respective și punctele de acces ale datelor se elaborează în cadrul întâlnirilor de lucru dedicate cu autoritățile de reglementare. Autoritățile de reglementare Core și OTS-urile Core ajung la un acord nu mai târziu de trei luni anterior datei de lansare directă, conform celor prevăzute la art. 25 alin. (2).

## IMPLEMENTARE

### **Articolul 25. Calendarul pentru implementarea în CORE a metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare bazate pe fluxuri de putere**

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (9) din Regulamentul CACM, în cele ce urmează este prezentat calendarul propus pentru implementare:

(1) OTS-urile din RCC Core publică Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare, fără întârzieri nejustificate, după ce toate autoritățile naționale de reglementare au aprobat metodologia propusă sau după ce s-a luat o decizie de către Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei, în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (10), (11) și (12) din Regulamentul CACM.

(2) Făcând obiectul anumitor dependențe (spre exemplu progresul lansării interne în paralel, implementarea, modificările propuse conceptului, aprobarea de către autoritățile de reglementare a metodologiei), OTS-urile din RCC Core implementează metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare pentru lansarea externă în paralel nu mai târziu de primul semestru din 2019, în

conformitate cu prevederile art. 20 alin. (8) din Regulamentul CACM, cu excepția aplicării metodologiei pentru *FRM* în conformitate cu prevederile art. 22 din Regulamentul CACM, și de a avea primul semestru din 2020 ca fereastră de lansare directă pentru piață.

(3) Pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare, *FRM* definită în conformitate cu prevederile art. 9 se implementează în termen de 3 luni după colectarea datelor pe o perioadă de 1 an (inclusiv cele aferente lansării externe în paralel) și nu mai târziu de sfârșitul anului 2019.

(4) Pentru perioada tranzitorie, prevăzută la art. 25 alin. (3), *FRM* se determină în conformitate cu prevederile art. 9.

(5) După implementarea metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare, OTS-urile Core trebuie să lucreze, în strânsă cooperare cu RCC-urile adiacente implicate, pentru stabilirea unei soluții, în plus față de cuplarea hibridă standard, care ia în considerare în totalitate influențele RCC-urilor adiacente în timpul alocării capacităților, adică așa numitul concept de cuplare hibridă avansată (AHC).

(6) Termenele limită definite la art. 23 alin. (2), art. 23 alin. (3) și art. 23 alin. (4) de mai sus, pot fi modificate la solicitarea OTS-urilor din RCC Core adresată autorităților naționale de reglementare în cauză, în cazul în care perioada de testare nu îndeplinește condițiile necesare pentru implementare.

OTS-urile Core vor implementa metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare la o graniță a zonei de ofertare Core doar după ce funcția operatorului de cuplare a piețelor pentru ziua următoare este implementată în conformitate cu prevederile art. 7 alin. (3) din Regulamentul CACM.

LIMBA

## **Articolul 26. Limba**

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

### **Belgia**

ELIA utilizează o restricție privind limita de import aferentă stabilității dinamice a rețelei. Această limitare este estimată cu ajutorul studiilor efectuate în afara timpului real, elaborate în mod regulat.

### **Olanda**

TenneT B.V. determină restricțiile maxime de import și export pentru Olanda în baza studiilor efectuate în afara timpului real, care includ analiza colapsului de tensiune, analiza stabilității și o analiză cu privire la gradul sporit de incertitudine introdus de GSK (liniar) în timpul diferitelor situații de import și export. Studiul poate fi repetat atunci când este necesar și poate conduce la o actualizare a valorilor aplicate pentru restricțiile din cadrul rețelei olandeze.

### **Polonia**

Capacitățile la nivelul PSE pot fi reduse ca urmare a așa numitelor restricții externe, definite în Regulamentul CACM drept „restricții care trebuie respectate la alocarea capacităților, în vederea menținerii sistemului de transport în limitele de siguranță în funcționare, și care nu au fost convertite în capacitate interzonală sau care sunt necesare pentru a spori eficiența de alocare a capacităților”. Aceste potențiale restricții reflectă în general abilitatea tuturor producătorilor polonezi de a-și spori (potențiale restricții pe direcția de export) sau diminua producția (potențiale restricții pe direcția de import) sub rezerva restricțiilor tehnice ale unităților generatoare individuale, precum și marjele de rezervă minime necesare la nivelul întregului sistem energetic polonez pentru a asigura siguranța în funcționare. Aceasta are legătură cu faptul că în condițiile modelului de piață de dispecerizare centrală aplicat în Polonia, responsabilitatea OTS-ului polonez cu privire la echilibrul sistemului este extinsă în mod semnificativ în comparație cu responsabilitatea standard a OTS-ului care operează în cadrul modelelor de piață de autodiespecerizare – a se vedea mai multe explicații în acest sens.

Astfel, capacitatea pe direcția de export este redusă în cazul în care exportul PSE depășește capacitățile de generare rămase disponibile din cadrul sistemului energetic polonez, luând în considerare marja de rezervă necesară pentru reglajul la creștere.

În mod similar se reduce și capacitatea pe direcția de import în cazul în care importul depășește disponibilitatea la scădere din cadrul sistemului energetic polonez, luând în considerare marja de rezervă necesară pentru reglajul la scădere.

## **Raționamentul implementării restricțiilor de alocare la nivelul PSE**

Implementarea restricțiilor de alocare la nivelul PSE are legătură cu faptul că în condițiile modelului de piață cu dispecerizare centrală aplicat în Polonia, responsabilitatea OTS-ului polonez cu privire la echilibrarea sistemului este extinsă în mod semnificativ în comparație cu responsabilitatea standard a OTS-urilor care operează în cadrul modelelor de piață cu autodispecerizare. Cel din urmă se definește de obicei până la intervalul de timp pentru ora următoare (inclusiv operațiunile în timp real), în timp ce pentru PSE în calitate de OTS, acesta se extinde la intervale scurte (intrazilnice și pentru ziua următoare) și medii (până la pentru anul următor). Astfel, PSE poartă responsabilitatea care, în cadrul piețelor cu autodispecerizare, este alocată părților responsabile cu echilibrarea (PRE). De aceea PSE trebuie să se ocupe de rezervele de producție pentru întregul sistem electroenergetic polonez, ceea ce câteodată poate conduce la implementarea unor restricții de alocare dacă acestea sunt necesare pentru asigurarea siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic polonez în ceea ce privește capacitățile de producție disponibile pentru reglajul la creștere sau la scădere. Pe piețele cu autodispecerizare, PRE trebuie să se ocupe de rezervele de producție, în timp ce OTS le asigură doar în cazul contingențelor în intervalul de timp de până la o oră următoare. Astfel aceste două metode asigură un nivel similar de fezabilitate a capacităților de transfer oferite pe piață din perspectiva capacităților de producție. Merită notat faptul că un caracter nefezabil în acest sens conduce la acțiuni de tranzacționare în contrapartidă care survin doar în cazul în care apar defecte din afara criteriilor de dimensionare. Pentru a explica mai amănunțit problematica prezentată mai sus, următoarele subcapitole prezintă mai în detaliu diferențele dintre modelele de piață cu dispecerizare centrală și cu autodispecerizare, precum și rolul PSE în echilibrarea sistemului.

## **Modelele de piață cu dispecerizare centrală vs. autodispecerizare**

Operațiunile de piață în Europa se realizează în câteva moduri diferite. Totuși, acestea pot fi grupate în două mari categorii: modelul cu autodispecerizare și modelul cu dispecerizare centrală.

Pe o piață cu autodispecerizare, structura pieței creează un echilibru între producție și consum (inclusiv schimburile externe) prin condiția ca părțile pieței (părțile responsabile cu echilibrarea - PRE) să se afle într-o poziție de echilibrare pentru a participa pe piața de echilibrare (ex. o oră înaintea livrării energiei electrice). Taxele / penalizările de dezechilibrare sunt percepute la nivelul părților pieței care deviază de la poziția de echilibrare. Deciziile privind angajamentele care iau în considerare restricțiile unităților generatoare, sunt făcute de producători în coroborare cu elementele de consum cu care se echilibrează. Producătorii își modifică datele de ieșire pentru a menține echilibrul între producție și cererea de consum. Pentru a putea menține poziția de echilibru, aceștia păstrează cantitatea de rezerve pusă la dispoziție în portofoliile interne pentru compensarea deviațiilor. Înainte de timpul real, producătorii

transmit oferte către OTS care corespund cu propriile programe de funcționare ale unităților. Ofertele sunt utilizate de către OTS pentru a dispeceza producția suplimentară necesară pentru echilibrare și pentru securizarea sistemului în timp real. Majoritatea piețelor de energie din Europa se bazează pe principiul de autodispecezare.

În cadrul unei piețe cu dispecezare centrală, pentru a obține echilibrul între producție și consum, OTS dispecezează unitățile generatoare luând în considerare restricțiile operaționale aferente, restricțiile de transport și cerințele privind rezervele. Aceasta se realizează în cadrul unui proces integrat, ca o problemă de optimizare denumită angajamentul unităților restricționate din motive de siguranță și dispecezarea economică (SCUC/ED). Principala caracteristică distinctivă a modelului de dispecezare la nivel central este faptul că echilibrarea, gestionarea congestiilor și achiziția de rezerve se realizează simultan și se demarează în ziua anterioară, continuând până la timpul real. Aceasta implică emiterea instrucțiunilor de dispecezare cu câteva ore înaintea timpului real, pentru a porni unitățile (SCUC), precum și instrucțiuni în timp real pentru a dispeceza on-line unitățile (SCED). În cadrul modelului de dispecezare la nivel central, participanții la piață nu trebuie să se afle într-o poziție de echilibrare. Piețele cu dispecezare centrală existente în Europa în prezent sunt piețele de energie electrică din Grecia, Italia, Irlanda și Polonia.

### **Rolul PSE în echilibrarea sistemului**

PSE dispecezează direct unitățile generatoare ținând cont de restricțiile lor operaționale și de restricțiile de transport aferente, pentru a acoperi consumul prognozat, având în vedere cerințele adecvate privind rezervele, care sunt de asemenea prognozate de către PSE. Pentru a îndeplini această sarcină, PSE derulează procesul de planificare operațională care începe cu trei ani înainte, cu coordonarea reparației (mentenanței) generale relevante, și se continuă prin actualizări anuale, lunare și săptămânale ale angajamentului pentru ziua următoare a unităților restricționate din motive de siguranță (SCUC) și dispecezare economică (SCED). Rezultatele acestei piețe pentru ziua următoare sunt apoi actualizate în mod continuu în intervalul de timp intrazilnic, până la operarea în timp real.

În cadrul unui interval anual, PSE încearcă să distribuie reparațiile generale de întreținere solicitate de către producători în timpul anului astfel încât media marjei minime de rezervă pentru anul următor de 18% (peste consumul prognozat, inclusiv capacitățile deja alocate pe interconexiuni, dacă există) să fie păstrată în medie în fiecare lună. Actualizările lunare și săptămânale au drept scop menținerea marjei de rezervă în fiecare zi la nivelul de 17% și respectiv 14%, dacă este posibil. Acest proces include de asemenea și planificarea mentenanței rețelei, astfel că orice restricții survenite din operarea rețelei sunt luate în considerare în mod corespunzător.

Procesul SCUC pentru ziua următoare are drept scop atingerea nivelului de 9% din marja de rezervă turnantă (sau activată rapid, în Polonia doar unitățile din centralele cu acumulare prin pompare) pentru fiecare oră din ziua următoare. Aceasta include reglajul de putere primar și secundar pre-contractat drept serviciu auxiliar. Restul din această rezervă provine din utilizarea ofertelor de echilibrare care se transmit obligatoriu de către toate unitățile generatoare aflate în sistem de dispecerizare centrală (în practică, toate unitățile racordate la rețeaua electrică de transport și cele majore racordate la 110 kV, cu excepția centralelor de cogenerare a energiei electrice și a energiei termice, întrucât acestea operează în principal în conformitate cu cererea de energie termică). Cealaltă generare se ia în considerare drept programată de către gestionari ceea ce, având în vedere caracterul stabil (centrale de cogenerare a energiei electrice și a energiei termice, centrale termice și hidroelectrice mici), este o soluție viabilă. Singura excepție de la această regulă este energia eoliană care, din cauza caracterului volatil, este prognozată de către PSE însuși (drept cerere de consum a sistemului) și se includ marjele relevante de incertitudine (90% pentru intervalele de timp anuale și lunare cu privire la capacitatea de producție instalată și 20% pentru ziua următoare cu privire la capacitatea producție prognozată). Astfel, PSE are dreptul de a utiliza orice capacitate disponibilă de producție dispecerizată central în cadrul operării normale pentru a echilibra sistemul. Cerințele privind rezerva negativă în timpul perioadelor cu consum scăzut (pe timp de noapte) sunt de asemenea respectate iar potențialele operațiuni de pompare ale centralelor de acumulare prin pompare sunt luate în considerare, dacă este fezabil.

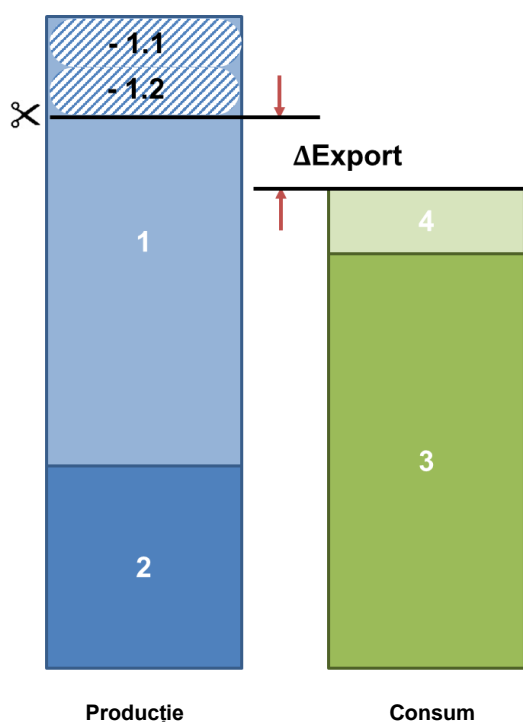
Actualizările ulterioare ale SCUC/SCED din timpul zilei operaționale iau în considerare orice modificări survenite în sistem (retrageri forțate din exploatare și orice limitări ale unităților generatoare și elementelor de rețea, actualizări privind prognozele de consum și energie eoliană, etc.) și au drept scop menținerea nivelului de minim 7% a rezervei turnante pentru fiecare oră (așa cum se descrie mai sus) într-un interval de timp care corespunde cu timpii de pornire ai unităților generatoare termice rămase (în practică, între 6 și 8 ore). O astfel de metodă permite de obicei menținerea cu o oră înainte a unei rezerve turnante la nivelul minim de 1000 MW (adică potențiala pierdere a celei mai mari unități generatoare de 850 MW și 150 MW de rezervă de reglaj primar fiind partea PSE în GREC).

### **Determinarea parțială a restricțiilor de alocare în cadrul sistemului electroenergetic polonez**

Drept exemplu, procesul de determinare practică a restricțiilor de alocare din cadrul calculului capacităților de transfer pentru ziua următoare este ilustrat în graficele 1 și 2 de mai jos. Acestea ilustrează modul în care OTS polonez elaborează pentru ziua următoare dimineața o prognoză a echilibrării energetice pentru fiecare oră, pentru a identifica rezerve în capacitățile de producție disponibile pentru potențiale exporturi și respectiv importuri.

Restricția de alocare pe direcția de export survine în cazul în care capacitățile de producție rămase disponibile la nivelul unităților dispecerizate central din cadrul sistemului electroenergetic polonez pentru export sunt mai mici decât suma ATC-urilor de export la toate cele trei interconexiuni (interconexiune între zone sincrone, conexiunea SwePol și conexiunea LitPol).

Restricția de alocare pe direcția de import survine în cazul în care capacitățile de reglaj la scădere rămase disponibile la nivelul unităților dispecerizate central în funcționare din cadrul sistemului energetic polonez pentru import ( $\Delta\text{Import}$ ) sunt mai mici decât suma ATC-urilor de import la toate cele trei interconexiuni (interconexiune între zone sincrone, conexiunea SwePol și conexiunea LitPol).



1. suma capacităților de producție disponibile la nivelul unităților dispecerizate central<sup>§</sup> conform celor comunicate de către producători, reduse prin:

1.1 prognoza OTS-ului cu privire la capacitatea care nu este disponibilă din pricina restricțiilor prognozate ale rețelei;

1.2 evaluarea OTS-ului (în baza experiențelor din zilele recente) cu privire la rezerva suplimentară pentru acoperirea indisponibilităților la termen scurt nedeclarate de către producători pentru ziua următoare (limitările provenind din ex. condiții de răcire, aprovizionarea cu combustibil etc.) și reparații generale prelungite și / sau retrageri forțate din exploatare.

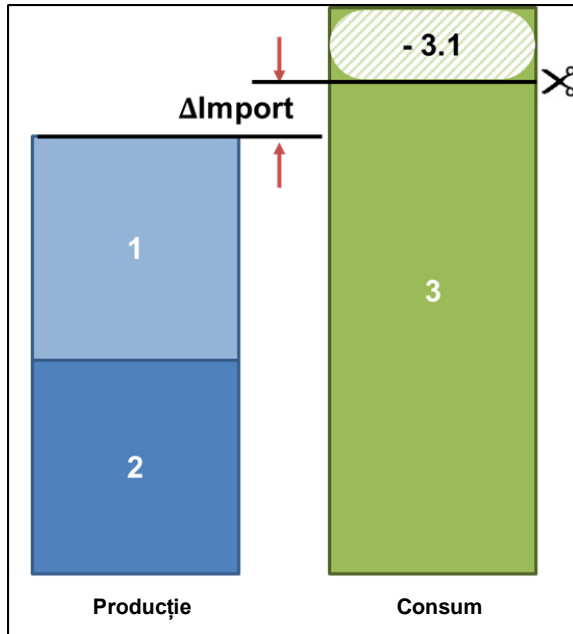
2. suma programelor unităților generatoare care nu sunt dispecerizate central conform celor comunicate de către producători, cu excepția parcurilor eoliene pentru care producția este prognozată de către OTS;

3. consumul prognozat de către OTS;

<sup>§</sup> a se nota că unitățile generatoare, care dispun de ore de funcționare foarte limitate din pricina restricțiilor de mediu, nu sunt luate în considerare la energia de echilibrare pentru determinarea restricțiilor de alocare la export: majoritatea acestor unități se află încă în funcționare doar datorită contractelor speciale cu OTS (aflându-se astfel în afara pieței) - altfel acestea ar fi fost deja dezafectate întrucât nu sunt profitabile; în prezent toate unitățile de acumulare prin pompare din Polonia sunt operate de către OTS în afara pieței (din același motiv), totuși aceste unități sunt luate în considerare la energia de echilibrare pentru determinarea restricțiilor de alocare la export, întrucât funcționarea acestora nu este limitată din punct de vedere al mediului înconjurător

4. rezerva minimă necesară pentru reglajul la creștere (pentru ziua următoare: 9% din consumul prognozat).

Graficul 1: Determinarea restricțiilor de alocare pe direcția de export (rezervele de capacitate de producție disponibile pentru potențiale exporturi) din cadrul calculului capacităților de transfer pentru ziua următoare



- 1 suma minimelor tehnice ale unităților generatoare dispecerizate central estimată de către OTS;
  - 2 suma programelor unităților generatoare care nu sunt dispecerizate central conform celor comunicate de către producători, cu excepția parcurilor eoliene pentru care se ia în considerare prognoza OTS-ului pentru producția de energie eoliană;
  - 3 consumul prognozat de către OTS
- 3.1 rezerva minimă necesară pentru reglajul la scădere (pentru ziua următoare: 500 MW).

Graficul 2: Determinarea restricțiilor de alocare pe direcția de import (rezervele de capacitate de producție disponibile pentru potențiale importuri) din cadrul calculului capacităților de transfer pentru ziua următoare