



HOTĂRĂRE
cu privire la aprobarea Regulilor pieței energiei electrice

nr. 283/2020 din 07.08.2020

Monitorul Oficial nr.247-257/882 din 02.10.2020

* * *

ÎNREGISTRAT:

Ministerul Justiției

al Republicii Moldova

nr.1590 din 28.09.2020

Ministru _____ Fadei Nagacevschi

În temeiul art.7 alin.(3) lit.a) din [Legea nr.107/2016](#) cu privire la energia electrică (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr.193-203, art.413), Consiliul de Administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Regulile pieței energiei electrice (se anexează).
2. Se abrogă Regulile pieței energiei electrice, aprobate prin [Hotărârea Consiliului de Administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.212/2015 din 9 octombrie 2015](#) (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2015, nr.332-339, art.2405), înregistrate la Ministerul Justiției cu nr.1081 din 1 decembrie 2015.
3. Prevederile pct.1 și 2 intră în vigoare din 1 iunie 2022, cu excepția anexei la Regulile pieței energiei electrice, care intră în vigoare din 1 ianuarie 2021.
[Pct.3 modificat prin Hot. ANRE nr.232 din 29.04.2022, în vigoare 29.04.2022]
[Pct.3 modificat prin Hot. ANRE nr.111 din 18.03.2022, în vigoare 01.04.2022]
[Pct.3 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]
[Pct.3 modificat prin Hot. ANRE nr.478 din 29.10.2021, în vigoare 26.11.2021]
4. În termen de 6 luni din data publicării prezentei hotărâri, Î.S. „Moldelectrica”, în calitate de operator al sistemului de transport va elabora și transmite spre avizare Agenției:
 - 1) proiectul de modificare a Codului rețelelor electrice;
 - 2) cerințele de înregistrare ca participant la piața de echilibrare a energiei;
 - 3) contractul cadru de participare la piața energiei electrice de echilibrare;
 - 4) procedura privind elaborarea, transmiterea și validarea ofertelor zilnice pentru energia electrică de echilibrare;
 - 5) contractul cadru de echilibrare;
 - 6) cerințele privind înregistrarea în calitate de parte responsabilă de echilibrare;
 - 7) procedura pentru determinarea energiei electrice de echilibrare livrate.
5. Până la intrarea în vigoare a pct.1 și 2, toți participanții la piața angro de energie electrică sunt obligați să încheie cu operatorul sistemului de transport contracte de echilibrare.
6. Pentru primii doi ani în care se va aplica procedura de procurare a energiei electrice, inclusă în anexa la Regulile pieței energiei electrice, procesul de licitație poate fi monitorizat de către Secretariatul Comunității Energetice prin desemnarea unuia sau mai multor reprezentanți în acest sens. În acest scop și sub rezerva unor cerințe stricte de confidențialitate cu privire la datele sensibile din punct de vedere comercial, reprezentanții Secretariatului au dreptul să solicite de la participanții implicați în procesul de

procurare a energiei electrice orice informații în legătură cu punerea în aplicare a procedurilor de achiziții.

7. În cazul existenței unor neînțelegeri cu privire la interpretarea procedurii de procurare a energiei electrice, Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică va consulta opinia Secretariatului Comunității Energetice.

8. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

DIRECTOR GENERAL

Veaceslav UNTILA

DIRECTORI

Octavian CALMÎC

Eugen CARPOV

Ștefan CREANGĂ

Violina ȘPAC

Nr.283/2020. Chișinău, 7 august 2020.

Aprobate
prin Hotărârea Consiliului
de administrație al ANRE
nr.283/2020 din 7 august 2020

REGULILE PIEȚEI ENERGIEI ELECTRICE

TITLUL I PREVEDERI GENERALE

1. Regulile pieței energiei electrice stabilesc principiile, regulile și mecanismele referitoare la formarea prețurilor și relațiile comerciale pe piața angro de energie electrică între participanții la piață de energie electrică, reglementează termenele și condițiile de organizare și funcționare a pieței energiei electrice, inclusiv piața contractelor bilaterale de energie electrică, piața energiei electrice pentru ziua următoare, piața energiei electrice pe parcursul zilei, piața energiei electrice de echilibrare și piața serviciilor de sistem, drepturile și obligațiile producătorilor de energie electrică, furnizorilor de energie electrică, operatorilor sistemelor de distribuție, precum și a operatorului pieței de energie electrică, a operatorului sistemului de transport privind gestionarea piețelor menționate.

2. Operatorul pieței energiei electrice (în continuare – OPEE) este responsabil de organizarea și gestionarea pieței zilei următoare (în continuare – PZU) și a pieței pe parcursul zilei (în continuare – PPZ), precum și de înregistrarea contractelor bilaterale încheiate de participanții la piața energiei electrice, în conformitate cu prezentele Reguli. OPEE înregistrează contractele bilaterale încheiate de participanții la piața energiei electrice, indiferent de clauzele contractuale prevăzute de acestea.

[Pct.2 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

3. Participanții la piața contractelor bilaterale, la PZU și la PPZ au obligația să plătească OPEE contravaloarea serviciului de operare a pieței energiei electrice, conform tarifului aprobat de Agenție. În acest sens OPEE emite facturi lunare participanților la piața energiei electrice pentru contravaloarea serviciilor prestate.

4. Operatorul sistemului de transport (în continuare – OST) este responsabil de organizarea și gestionarea pieței energiei electrice de echilibrare și a pieței serviciilor de sistem, în conformitate cu prezentele Reguli.

5. Este interzisă participarea OPEE, OST și operatorilor sistemelor de distribuție la piața energiei electrice în scopul obținerii profitului din activitatea comercială. Participarea OPEE, OST și operatorilor sistemelor de distribuție (în continuare – OSD) la piața energiei electrice este limitată și realizată doar în conformitate cu Regulile date.

6. OST și OSD achiziționează pe piața energiei electrice doar energia electrică necesară acoperirii consumului tehnologic și a pierderilor de energie electrică în rețelele electrice pe care le operează.

7. Furnizorul central de energie electrică (în continuare – FCEE) procură energia electrică produsă de centralele electrice de termoficare urbane și centralele eligibile care produc din surse regenerabile de energie semnând contracte bilaterale cu fiecare producător. FCEE procură de la centralele electrice de termoficare urbane energia electrică produsă doar în regim de cogenerare, care corespunde curbei de sarcină termică.

8. Producătorii care dețin centrale electrice de termoficare urbane pot vinde energia electrică produsă în alt regim decât cel de cogenerare, pe piața contractelor bilaterale, PZU, PPZ sau pe piața energiei electrice de echilibrare.

[Pct.8 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

9. Energia electrică procurată de FCEE este revândută furnizorilor pe piața contractelor bilaterale la prețurile reglementate aprobate de Agenție și în baza cotelor stabilite conform prevederilor prezentelor Reguli.

10. Pentru a participa la piața angro de energie electrică întreprinderea electroenergetică este obligată să semneze cu OST contract de echilibrare.

11. Orice întreprindere electroenergetică, căreia i-a fost eliberată de către Agenție o licență pentru producerea energiei electrice, pentru distribuția energiei electrice, pentru furnizarea energiei electrice este obligată să se adreseze la OST, în timp de zece zile lucrătoare, după eliberarea licenței respective în scopul semnării contractului de echilibrare. Pentru tranzacționarea energiei electrice, producătorul care a pus în funcțiune o centrală electrică cu puterea electrică instalată ce nu depășește 5 MW, depune la OST cererea de semnare a contractului de echilibrare. OST semnează contractul de echilibrare în termen de zece zile lucrătoare, de la data depunerii cererii, în conformitate cu procedurile OST, ținând cont de necesitatea depunerii garanției financiare.

[Pct.11 completat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

12. OPEE nu înregistrează în calitate de participant la PZU și PPZ participanții la piața energiei electrice care nu dețin un contract de echilibrare semnat cu OST.

13. OPEE nu înregistrează contractele bilaterale prezentate de participanții la piața de energie electrică în cazul în care aceștia nu dețin contract de echilibrare semnat cu OST.

14. Furnizorul este responsabilul grupului de echilibrare constituit din consumatorii finali cărora le furnizează energie electrică.

[Pct.14 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

15. FCEE este responsabilul grupului de echilibrare constituit din producătorii care produc energie electrică la centralele electrice de termoficare urbane și la centralele electrice eligibile care produc din surse regenerabile de energie. FCEE va accepta cererile de transfer a responsabilității pentru echilibrare ale producătorilor eligibili care doresc să transfere responsabilitatea echilibrării către FCEE, după stabilirea pieței energiei electrice pe parcursul zilei lichide.

[Pct.15 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

16. Pentru asigurarea securității aprovizionării cu energie electrică, Regulile pieței energiei electrice definesc regulile comerciale de achiziționare de către OST a rezervelor de restabilire a frecvenței și de înlocuire a rezervelor, precum și a altor servicii de sistem necesare pentru siguranța și stabilitatea sistemului electroenergetic.

17. Pentru promovarea producerii de energie electrică din surse/tehnologii considerate prioritare,

respectiv din surse regenerabile și cogenerare de înaltă eficiență, Regulile pieței energiei electrice prevăd reguli specifice pentru participarea la piață a unităților de producție calificate ca producții prioritare.

18. Pentru decontarea tranzacțiilor pe piețele organizate de energie electrică Regulile pieței energiei electrice prevăd cerințe privind obligațiile de plată/drepturile de încasare ale participanților pieței energiei electrice, regulile de decontare pentru costurile/veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului precum și regulile de decontare pentru managementul congestiilor interne.

19. Participanții la piața de energie electrică au obligația să utilizeze piața contractelor bilaterale, PZU și PPZ pentru realizarea echilibrului între obligațiile contractuale și funcționarea efectivă pe piața de energie electrică.

20. În scopul aplicării Regulilor pieței energiei electrice, OPEE, OST, OSD elaborează proceduri proprii pe care le supun consultării publice și avizării de către Agenție.

21. În scopul creșterii nivelului de lichiditate a PZU și PPZ, Agenția poate impune cote minime de energie electrică ce urmează a fi tranzacționate de participanții la piața energiei electrice pe PZU și PPZ. Cotele respective sunt aprobate cu respectarea rigorilor transparenței procesului decizional.

22. În sensul prezentelor Reguli se utilizează termenii definiți în Legea cu privire la energie electrică, Codurile rețelelor electrice, aprobate de Agenție, precum și următorii termeni și definiții:

banca cont central – banca comercială la care OPEE are deschis contul central al PZU, al PPZ, prin care acesta își desfășoară rolul de contraparte pentru tranzacțiile pe PZU, respectiv PPZ;

banca de decontare – banca comercială la care participantul la PZU, sau la PPZ și-a deschis contul prin care se desfășoară acțiunile de debitare directă aferente decontării tranzacțiilor pe PZU, respectiv PPZ;

banca garantă – banca comercială care emite la solicitarea clientului său, participant la PZU, sau la PPZ, o scrisoare de garanție bancară de plată în favoarea OPEE;

caracteristici tehnice – parametri tehnici care sunt înregistrați la OST, în concordanță cu Codurile rețelelor electrice pentru a permite programarea și dispecerizarea unităților de producere și a locurilor de consum dispecerizabile;

codul EIC (Energy Identification Code) – un cod unic, care se acordă participantului pieței energiei electrice pentru schimbul de date cu participanții pieței europene de energie electrică și pentru accesul la platformele electronice de alocare a capacităților de interconexiune și pentru schimbul transfrontalier de energie electrică;

cod de identificare pe piața energiei electrice de echilibrare (BM Identification Code) – cod alfanumeric alocat fiecărui participant la piața energiei electrice de echilibrare de către OST;

compensare – stingerea obligațiilor de plată, egale, reciproce, între două persoane juridice, până la concurența obligației celei mai mici;

condiție de corelare a ofertelor – situația în care prețul unei oferte de cumpărare este mai mare sau cel puțin egal cu prețul unei oferte de vânzare, respectiv prețul unei oferte de vânzare este mai mic sau cel mult egal cu prețul unei oferte de cumpărare, pentru produsul standard respectiv;

confirmare de tranzacție – raport ce poate fi accesat de către participantul la PZU sau PPZ prin intermediul sistemului de tranzacționare administrat de OPEE, care confirmă o tranzacție pe PZU sau PPZ efectuată de acesta;

contractul de mandat privind plata prin debitare directă – document prin care participantul la PPZ sau la PZU acordă o autorizare permanentă, dar revocabilă OPEE pentru a emite instrucțiuni de debitare directă asupra contului său deschis la banca de decontare, și băncii de decontare pentru a-i debita contul cu suma prevăzută în instrucțiunile de debitare directă;

contraparte – calitatea de vânzător/cumpărător a OPEE pe PZU și PPZ;

costuri de pornire (Start-up Costs) – costurile necesare pentru pornirea unei unități de producere sau a unui loc de consum dispecerizabil, după caz;

creștere de putere (Upward Regulation) – livrarea energiei electrice de echilibrare pentru acoperirea unui deficit de producție în sistemul electroenergetic (în continuare – SE) prin creșterea producției unităților de producere sau reducerea consumului unui loc de consum dispecerizabil;

debitare directă – modalitate de plată a unei sume de bani convenite între participantul la PZU și/sau PPZ, și OPEE, care constă în debitarea preautorizată a contului participantului de către banca de decontare în baza prevederilor mandatului de debitare directă, la solicitarea OPEE, respectiv creditarea corespunzătoare a contului OPEE de către banca cont central în baza angajamentului privind debitarea directă. Această modalitate de plată nu necesită autorizarea prealabilă de către participantul la PZU și/sau PPZ a fiecărei instrucțiuni de debitare directă asupra contului său;

declarație de disponibilitate (Availability Declaration) – document transmis către OST, în care se specifică disponibilitatea unităților de producere ale respectivului producător de energie electrică într-o anumită perioadă calendaristică sau intervale de dispecerizare;

dezechilibrul unei PRE/grup de echilibrare – diferența dintre poziția netă măsurată a PRE/grup de echilibrare și poziția netă contractuală a PRE/grup de echilibrare;

dispoziție de dispecer (Dispatch Instruction) – comandă dată de OST, în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice și ale Regulamentului privind dirijarea prin dispecer a sistemului electroenergetic, aprobate prin [Hotărârea ANRE nr.317/2018](#), către unitățile de producere, locurile de consum dispecerizabile sau OSD, pentru menținerea parametrilor normați ai SE și fluxurilor cu SE ale țărilor vecine, incluzând utilizarea serviciilor de sistem;

echipament de măsurare a energiei electrice pe interval – echipament de măsurare a energiei electrice capabil să măsoare, să stocheze și să comunice în format electronic valorile măsurate ale cantităților de energie activă și reactivă înregistrate într-un punct de măsurare, pentru fiecare interval de dispecerizare;

energie electrică disponibilă pentru echilibrare (Available Balancing Energy) – cantitatea de energie electrică de echilibrare ce poate fi pusă la dispoziția OST de o unitate de producere sau de un loc de consum dispecerizabil într-un anumit interval de dispecerizare;

furnizor de servicii de sistem calificat – întreprindere electroenergetică ce poate furniza unul sau mai multe tipuri de servicii de sistem, calificată în acest sens de către OST, în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice;

garanția de validare calculată – valoarea scrisorii de garanție bancară de plată diminuată cu obligațiile de plată neîncasate în contul central al PZU și cel al PPZ, față de care se validează ofertele de cumpărare introduse pe PZU, respectiv PPZ.

instrucțiune de debitare directă – instrucțiune de plată prin debitare directă emisă de OPEE asupra contului participantului la PZU sau PPZ deschis la banca de decontare;

interval de dispecerizare – perioadă de o oră, pentru care fiecare PRE trebuie să transmită notificări fizice, iar participanții la piața energiei electrice de echilibrare – oferte zilnice și oferte fixe conform prevederilor prezentelor Reguli;

interval de tranzacționare (Trading Interval) – perioadă de o oră din cadrul zilei de livrare, pentru care o tranzacție individuală poate fi încheiată pe piețele organizate de energie electrică;

loc de consum dispecerizabil (Dispatchable Load) – loc de consum al consumatorului final la care este posibil de a reduce/crește sarcina electrică sau de a întrerupe alimentarea cu energie electrică, prin acțiunea directă a OST, sau prin acțiunea consumatorului final, la cererea OST;

lună de livrare – termen utilizat pentru decontarea lunară a energiei electrice furnizate, respectiv a serviciilor aferente (ce trebuie să fie) livrate în luna respectivă, care includ: livrarea energiei electrice, livrarea energiei electrice de echilibrare, plata pentru dezechilibrele PRE, furnizarea serviciilor de sistem, precum și penalitățile corespunzătoare și realocarea costurilor și veniturilor corespunzătoare;

marca de timp – informație în formă electronică atașată în mod unic unei oferte, care certifică faptul că aceasta a fost înregistrată în sistemul informațional la un moment de timp determinat.

menținere în rezervă caldă – măsurile care trebuie luate pentru menținerea unei unități dispecerizabile, după ce a fost pornită sau desincronizată, în stare să permită sincronizarea imediată cu sistemul electroenergetic la comanda OST;

nota de decontare zilnică – raport emis de OPEE în cadrul sistemului de tranzacționare pentru fiecare participant în care sunt specificate, orar și cumulativ la nivel de zi de livrare, cantitățile de energie electrică tranzacționate la vânzare/cumpărare și valorile totale și nete ale drepturilor de

încasare/obligațiilor de plată din activitatea pe PZU și PPZ a participantului la piață;

notă de decontare lunară – raport emis de OST în care sunt specificate, toate cantitățile de energie electrică, obligațiile de plată, respectiv drepturile finale de încasare ce trebuie să fie plătite, respectiv încasate;

notificare fizică – document care stabilește programul de funcționare al producției nete, schimburilor și consumului de energie electrică în SE național, precum și al exporturilor sau importurilor declarate;

notificare fizică aprobată – notificarea fizică aprobată de către OST conform prevederilor unei proceduri elaborate în baza prezentelor Reguli;

ofertă de energie electrică – oferta de cumpărare sau oferta de vânzare a energiei electrice introdusă de un participant pentru un singur interval de tranzacționare al zilei de livrare, conținând prețul și cantitatea de energie electrică oferite;

oferte active – oferte introduse în sistemul de tranzacționare, validate, luate în considerare în vederea încheierii tranzacțiilor;

ora de transmitere a programului – ora până la care o notificare fizică poate fi transmisă către OST în conformitate cu prevederile Titlului V ale prezentelor Reguli;

oră de închidere a pieței energiei electrice de echilibrare – ora până la care ofertele pe piața energiei electrice de echilibrare (în continuare – PEE) pot fi transmise către OST;

oră de închidere a PZU – ora din ziua de tranzacționare, care precede ziua de livrare, până la care ofertele pe PZU pot fi transmise OPEE;

ordine de merit pe piața de echilibrare – ordonarea perechilor preț-cantitate din ofertele zilnice validate, stabilită și utilizată de OST pentru determinarea perechilor preț-cantitate care vor fi selectate pentru furnizarea energiei electrice de echilibrare, ținând cont de ofertele fixe validate;

ore de tranzacționare – intervalul de timp de la ora 08:00 până la ora 16:00 a fiecărei zi de tranzacționare;

pereche preț-cantitate – o combinație între un preț și o cantitate de energie electrică ce nu depășește o cantitate specificată, indicând prețul la care un ofertant intenționează să vândă sau să cumpere, după caz, o cantitate de energie electrică;

perioadă de achiziție – o perioadă definită de OST pentru achiziționarea serviciilor de sistem sau a energiei electrice pentru acoperirea consumului tehnologic în rețele electrice proprii;

perioadă de pornire – timpul necesar pentru inițierea și realizarea pornirii unei unități de producere sau a unui loc de consum dispecerizabil, după caz;

pornirea unității de producere – măsurile care trebuie luate pentru pregătirea unei unități de producere pentru a fi sincronizată cu SE;

poziția netă contractuală a unei PRE/grup de echilibrare – diferență între suma schimburilor bloc notificate la livrare, exporturilor notificate, cantităților de energie electrică de echilibrare livrate la creștere de putere de către participanții la piața energiei electrice și respectiv suma schimburilor bloc notificate ca primite, importurilor notificate, cantităților de energie electrică de echilibrare la reducere de putere furnizate de către participanții la piața energiei electrice pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării;

poziția netă măsurată a unei PRE/grup de echilibrare – diferență între producția netă agregată a unităților de producere/centralelor electrice pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării și consumul net agregat al consumatorilor finali de energie electrică pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării;"

PRE-PZU – partea responsabilă pentru echilibrare constituită de către OPEE în vederea asumării responsabilității echilibrării pentru toate tranzacțiile comerciale pe PZU în care se angajează în calitate de contraparte;

PRE-PPZ – partea responsabilă pentru echilibrare constituită de către OPEE în vederea asumării responsabilității echilibrării pentru toate tranzacțiile comerciale pe PPZ în care se angajează în calitate de contraparte;

prețul de închidere al PZU – prețul la care sunt încheiate tranzacțiile pe PZU într-un anumit interval

de tranzacționare;

prețul pentru deficit de energie electrică – prețul unitar pe care o PRE trebuie să îl plătească OST pentru dezechilibrele negative ale respectivei PRE, determinat conform prevederilor prezentelor Reguli;

prețul pentru excedent de energie electrică – prețul unitar pe care o PRE trebuie să îl primească de la OST pentru dezechilibrele pozitive ale respectivei PRE;

proces de corelare – proces transparent de contrapunere a unei oferte de vânzare cu o ofertă de cumpărare care determină încheierea unei tranzacții pe PPZ;

procesul de înlocuire a rezervelor – reglajul centralizat al puterilor active ale unor grupuri generatoare în scopul refacerii rezervei de reglaj pentru restabilirea manuală a frecvenței în condițiile prevăzute de Codurile rețelelor electrice;

procesul de restabilire automată a frecvenței – reglaj automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corecția de frecvență) pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute;

procesul de restabilire manuală a frecvenței – reglajul centralizat al puterilor active ale unor grupuri generatoare în scopul refacerii rezervei pentru restabilirea automată a frecvenței care sunt calificate pentru a realiza majorarea/reducerea sarcinii în maximum 15 minute;

procesul de stabilizare a frecvenței – reglarea automată și rapidă (timp de pornire/mobilizare/activare mai mic de 30 sec) a puterii active a grupurilor generatoare sub acțiunea reglatoarelor de viteză proprii, în scopul menținerii echilibrului dintre producție și consum de energie electrică la o frecvență apropiată de valoarea de consemn, asigurând securitatea rețelei electrice pe principiul solidarității partenerilor de producție;

producție netă – energia electrică ce este livrată de o unitate de producere în SE;

producție prioritară – energia electrică produsă de centralele electrice de termoficare urbane în regim de cogenerare și de centralele electrice eligibile care produc din surse regenerabile de energie, livrată în rețeaua electrică, conform principiului dispecerizării prioritare;

produs standard – contract definit în cadrul sistemului de tranzacționare al OPEE având ca obiect vânzarea/cumpărarea de energie electrică într-un anumit interval de tranzacționare al unei anumite zile de livrare;

reducere de putere (Downward Regulation) – livrarea energiei electrice de echilibrare în cazul unui excedent de producție în SE prin reducerea producției unei unități de producere sau creșterea sarcinii electrice la locurile de consum dispecerizabile;

responsabilitatea echilibrării – responsabilitatea financiară a fiecărui participant la piața de energie electrică pentru dezechilibrul provocat în sistemul electroenergetic, determinat reieșind din valorile realizate și tranzacționate ale producției, consumului și schimburilor de energie electrică, notificate către OST;

rezervă – disponibilitatea garantată pentru anumite servicii de sistem pe care operatorul sistemului de transport a contractat-o pe piața serviciilor de sistem conform prevederilor prezentelor Reguli;

rezervă de înlocuire – rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 7 ore;

rezervă pentru restabilirea automată a frecvenței – rezerva de putere care, la abaterea frecvenței și/sau soldului puterii de schimb de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat într-un interval de maxim 15 minute;

rezervă pentru restabilirea manuală a frecvenței – rezerva de putere asigurată de unități de producere care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și majorarea/reducerea sarcinii electrice în maximum 15 minute;

rezervă pentru stabilizarea frecvenței – rezerva de putere care, la abaterea frecvenței de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat în 30 de secunde și poate rămâne în funcțiune pe durată de minim 15 minute;

scală de preț – intervalul între cel mai mic și cel mai mare preț în care trebuie să se situeze prețul unei oferte transmisă pe PZU, PPZ, sau PEE, după caz;

schimb de energie electrică – schimb de energie electrică între două părți responsabile de

echilibrare sau grupuri responsabile de echilibrare, rezultat din toate tranzacțiile de vânzare, respectiv cumpărare, încheiate de părțile responsabile de echilibrare sau grupurile responsabile de echilibrare respective într-un interval de dispecerizare;

scrisoare de garanție bancară de plată – document prin care banca garantă se angajează în mod irevocabil și necondiționat să plătească, la solicitarea scrisă a OPEE, orice sumă până la limita maximă stabilită de către participantul la piață în calitate de ordonator al garanției;

sesiune de tranzacționare – program de derulare a procesului de tranzacționare în care se pot introduce, modifica, anula sau suspenda oferte pentru un produs standard și se pot încheia tranzacții, dacă sa îndeplinesc condițiile de tranzacționare;

sistemul de programare – sistem informatic stabilit și menținut de OST în scopul primirii, verificării și prelucrării notificărilor fizice;

sistemul de tranzacționare – sistemele informatice stabilite și menținute de OPEE în scopul administrării PZU și respectiv PPZ;

sistemul pieței energiei de echilibrare – sistem informatic stabilit și menținut de OST în scopul administrării PEE;

suspendarea unei oferte – eliminarea temporară a unei oferte de către participant al PZU sau PPZ din listă ofertelor sale active în piață. O ofertă suspendată poate fi reactivată de participantul la piață oricând în timpul sesiunii de tranzacționare pentru produsul standard pentru care a fost introdusă;

tranzacție – convenție legală ferm încheiată între două părți pentru livrarea energiei electrice și/sau prestarea serviciilor de sistem în concordanță cu prevederile prezentelor Reguli;

tranzacționare prin corelare continuă – mecanism care permite încheierea tranzacțiilor pe tot parcursul sesiunii, prin includerea unei oferte noi sau modificarea unei oferte existente în sistemul de tranzacționare al PPZ și corelarea lor cu ofertele de sens contrar existente în sistemul respectiv de îndată ce sunt îndeplinite condițiile de corelare;

unitate de producere – instalație electrică sau ansamblu de instalații conectat la sistemul electroenergetic destinat să transforme energia primară în energie electrică;

valoare măsurată – cantitatea de energie electrică măsurată sau altă valoare obținută prin intermediul modalităților agreeate de părțile implicate, considerată ca fiind măsurată pe parcursul unui interval de dispecerizare;

viteză de variație a sarcinii – viteza de încărcare sau de descărcare a unei unități de producere sau a unui loc de consum dispecerizabil, după caz, înregistrată conform prevederilor Codurilor rețelelor electrice ca parte a caracteristicilor tehnice;

zi de livrare – ziua în care energia electrică urmează a fi produsă/livrată/consumată;

zi de tranzacționare – zi în care ofertele pot fi înregistrate și validate în sistemul de tranzacționare stabilite de OPEE în procedura de înregistrare și participare la PZU și PPZ.

[Pct.22 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.22 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.22 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

TITLUL II REGULILE PIEȚEI CONTRACTELOR BILATERALE

Capitolul I PREVEDERI GENERALE

23. Pe piața angro de energie electrică, participanții pieței energiei electrice sunt în drept să se angajeze voluntar în tranzacții de vânzare-cumpărare a energiei electrice directe sau pe piața organizată a contractelor bilaterale, inclusiv în tranzacții de export sau import de energie electrică, încheind contracte bilaterale, inclusiv de export sau import de energie electrică în conformitate cu prevederile Legii cu privire la energie electrică și prezentele Reguli.

[Pct.23 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

24. Energia electrică procurată de FCEE de la producătorii care produc energie electrică la centralele electrice eligibile și la centralele electrice de termoficare urbane la funcționarea în regim de cogenerare este vândută de către FCEE pe piața contractelor bilaterale furnizorilor de energie electrică conform cotelor stabilite în conformitate cu prezentele Reguli, la prețul reglementat aprobat de Agenție.

[Pct.24 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

25. Tranzacțiile de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe piața contractelor bilaterale se efectuează de către participanții la piața energiei electrice prin încheierea unor contracte bilaterale cu durate determinate, care se formează ținându-se cont de cerere și de ofertă, ca rezultat al unor mecanisme concurențiale sau al negocierilor.

26. În scopul implementării unor mecanisme concurențiale, tranzacționarea în regim concurențial a energiei electrice de către furnizorii serviciului universal, furnizorii de ultimă opțiune și operatorii de sistem este realizată prin licitații organizate în conformitate cu Procedura de procurare a energiei electrice, inclusă în Anexa nr.1 la prezentele Reguli.

[Pct.26 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.26 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

27. Procedura de procurare a energiei electrice din Anexa nr.1 la prezentele Reguli stabilește termenele, condițiile și modul de achiziționare a energiei electrice.

[Pct.27 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.27 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

28. Prin derogare de la prevederile pct.26 furnizorii serviciului universal, furnizorii de ultimă opțiune și operatorii de sistem pot încheia contracte bilaterale cu producătorii de energie electrică din surse regenerabile care nu beneficiază de schema de sprijin conform [Legii nr.10/2016](#) privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, care dispun de centrale electrice cu puterea instalată mai mică de 5 MW, cu condiția ca prețul de procurare a energiei electrice stabilit în contract să fie mai mic decât prețul obținut la licitație. În cazul, în care nu sunt organizate licitații de procurare a energiei electrice conform punctelor 26, 27, furnizorii serviciului universal, furnizorii de ultimă opțiune și operatorii de sistem pot încheia contracte bilaterale cu orice producător de energie electrică din surse regenerabile care nu beneficiază de schema de sprijin conform Legii privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, cu condiția ca prețul de procurare a energiei electrice stabilit în contract să fie mai mic decât cel mai mic preț de achiziție a energiei electrice de la producătorii care generează energie electrică pe bază de combustibil fosil, de la furnizori sau din import.

[Pct.28 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

28¹. Furnizorii serviciului universal sunt în drept să negocieze și să semneze contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe termen lung cu producătorii de energie electrică din surse regenerabile în următoarele condiții, care trebuie îndeplinite cumulativ la data semnării:

a) prețul de contract este cu cel puțin 10% mai mic decât cel mai mic preț fix stabilit în cadrul celei mai recente licitații organizate conform art.35 al [Legii nr.10/2016](#), privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, pentru aceeași tehnologie;

b) contractul nu depășește durata de 15 ani;

c) echipamentul de producere a energiei electrice utilizat nu are o dată de fabricare mai veche de 48 de luni la momentul punerii în funcțiune;

d) puterea instalată pentru fiecare loc de producere nu depășește 18 MW.

[Pct.28¹ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

28². Puterea instalată totală pentru care se pot negocia contracte de vânzare-cumpărare este stabilită de Guvern, conform art.10 lit.e²) al [Legii nr.10/2016](#), privind promovarea utilizării energiei din

surse regenerabile, pentru fiecare furnizor al serviciului universal proporțional cotei-părți deținute pe piață de furnizorul respectiv.

[Pct.28² introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

28³. Prețul contractelor de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe termen lung cu producătorii de energie electrică din surse regenerabile poate varia, pe durata contractului, proporțional cu ajustările efectuate de Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică la prețurile fixe în vigoare la data semnării contractelor, în conformitate cu procedura stabilită la art.37 alin.(1) al [Legii nr.10/2016](#), privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile pentru producătorii eligibili.

[Pct.28³ modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.28³ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

29. Cu excepția contractelor bilaterale încheiate cu FCEE, contractele bilaterale încheiate de furnizorul serviciului universal, furnizorul de ultimă opțiune, operatorul sistemului de transport și operatorul sistemului de distribuție se prezintă spre informare Agenției, în termen de 5 zile lucrătoare din momentul semnării și cu cel puțin 15 zile înainte de expirarea contractelor precedente.

[Pct.29 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

30. Pentru realizarea contractelor de import/export și tranzit de energie electrică părțile contractante trebuie să obțină dreptul de utilizare a capacității de transport pentru interconexiunile necesare, în conformitate cu prevederile Regulamentului privind accesul la rețelele electrice de transport pentru schimburile transfrontaliere și gestionarea congestiilor în sistemul electroenergetic, aprobat de Agenție.

31. Informațiile privind prețurile pe piața angro se publică de către OPEE conform prevederilor Titlului XIII, în formă agregată și anonimată, fără nominalizarea participanților pieței.

32. Livrarea energiei electrice pe piața contractelor bilaterale se consideră că a fost realizată conform tranzacțiilor validate de OPEE, în conformitate cu contractele bilaterale încheiate și cerințele prezentului Titlu.

Capitolul II

ÎNREGISTRAREA CONTRACTELOR BILATERALE

33. Toate contractele bilaterale de vânzare/cumpărare a energiei electrice, precum și orice modificare a acestora trebuie înregistrate de către OPEE. Copia contractului se prezintă OPEE cu excluderea clauzelor referitoare la preț și plata energiei electrice. Înregistrarea de către OPEE este realizată în conformitate cu prezentul titlu, prin depunerea de către părțile semnatare a solicitărilor de înregistrare a contractului în termen de cel mult 5 zile lucrătoare din momentul semnării și cu cel puțin 3 zile lucrătoare înainte de începerea livrărilor de energie electrică conform contractului.

[Pct.33 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

33¹. În sensul prezentelor Reguli, contractele pentru conversia unei surse primare de energie în energie electrică, realizarea cărora presupune producere de energie electrică se consideră contracte bilaterale de vânzare/cumpărare a energiei electrice și se supun aceluiași cerințe.

[Pct.33¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

34. În scopul îndeplinirii obligațiilor ce reies din prezentul Titlu, OPEE dezvoltă și gestionează o platformă de înregistrare a contractelor bilaterale de vânzare/cumpărare a energiei electrice.

35. OPEE înregistrează contractele bilaterale în termen de trei zile lucrătoare din momentul depunerii solicitării de înregistrare a contractului bilateral de către toate părțile semnatare, prin completarea registrului participanților la piața contractelor bilaterale, cu condiția ca părțile semnatare au contracte de echilibrare încheiate cu OST.

[Pct.35 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

36. Prin derogare de la prevederile pct.35 contractele bilaterale încheiate de participanții la piața de energie electrică cu părți terțe din alte țări, sunt înregistrate de OPEE la depunerea solicitării de înregistrare a contractului de către participantul la piața de energie electrică din Republica Moldova, fără necesitatea solicitării părților terțe din alte țări.

[Pct.36 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.36 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

37. Perioadele de livrare a energiei electrice corespunzătoare contractelor bilaterale încheiate de părți trebuie să fie stabilite pentru fiecare interval de tranzacționare și zi de livrare, începând cu ora 00-00 a fiecărei zile, cu specificarea puterii și cantității de energie electrică ce urmează a fi tranzacționată.

38. OPEE nu este în drept să solicite de la părțile semnatare a unui contract bilateral garanții financiare pentru înregistrarea contractului în registrul de evidență a contractelor bilaterale.

39. Atât partea care vinde energie electrică cât și partea care procură energie electrică este obligată să transmită OPEE o notificare privind cantitățile de energie electrică ce urmează a fi vândute/cumpărate conform contractului în ziua de livrare. Cu excepția contractelor de import/export, participanții au posibilitatea de a transmite, modifica, anula o notificare până la orele 10-00 a zilei anterioare zilei de livrare.

[Pct.39 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.39 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

40. Pentru fiecare contract bilateral, fiecare parte semnatară transmite OPEE o notificare privind cantitățile de energie electrică ce urmează a fi livrate în ziua de livrare, specificate pentru fiecare interval de tranzacționare. Notificarea este transmisă OPEE până la închiderea perioadei de tranzacționare a PZU și trebuie să conțină cel puțin următoarele:

- 1) Datele de identificare ale părților;
- 2) Perioadele de tranzacționare (zi, oră);
- 3) Cantitatea de energie electrică tranzacționată (livrată/consumată).

41. În cazul contractelor de import sau de export al energiei electrice informația este transmisă la OPEE doar de către participantul la piața de energie electrică titular de licență eliberate în condițiile Legii cu privire la energia electrică.

[Pct.41 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.41 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

42. Validarea tranzacțiilor de export/import de către OPEE are loc prin coordonare cu OST, care, la rândul său validează tranzacțiile cu respectivii OST din țările vecine. În acest sens, OST stabilește procedurile necesare cu OST ale țărilor vecine.

[Pct.42¹ abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.42¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

43. În cazul în care cantitățile de energie electrică din notificările transmise de părțile semnatare a unui contract bilateral nu corespund, OPEE nu validează tranzacția și informează părțile despre neconcordanță.

44. OPEE informează părțile privind tranzacțiile validate pentru ziua următoare în termen de o oră de la termenul limită de transmitere a notificărilor stabilit în pct.39.

45. Cu excepția contractelor de import/export, în cazul în care notificările nu corespund, părțile semnatare au dreptul să transmită OPEE notificări corectate în termen de două ore de la termenul limită de transmitere a notificărilor stabilit în pct.39. Dacă și după această perioadă cantitățile tranzacționate nu corespund, OPEE nu acceptă notificările înregistrate și informează părțile despre acest fapt. Părțile

urmează să-și ajusteze poziția contractuală utilizând PZU și PPZ.

[Pct.45 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

45¹. Pentru contractele de import/export, procesul de transmitere, modificare, validare a notificărilor va fi realizat în conformitate cu acordurile stabilite de OST de comun acord cu OST din țările vecine.

[Pct.45¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Capitolul III

DETERMINAREA POZIȚIEI NETE A PARTICIPANTULUI LA PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE

46. În termen de o oră de la închiderea perioadei de tranzacționare a pieței zilei următoare OPEE transmite participanților la piața energiei electrice și OST poziția netă contractuală a fiecărui participant aferentă tranzacțiilor încheiate pe piața contractelor bilaterale.

[Pct.46 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

47. OST utilizează poziția netă contractuală a fiecărui participant în procesul de estimare a dezechilibrelor planificate ale SE.

[Pct.47 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

48. În baza notificărilor validate OPEE calculează poziția netă contractuală a fiecărui participant la piața energiei electrice pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare ca diferența dintre toate tranzacțiile de vânzare a energiei electrice și toate tranzacțiile de cumpărare a energiei electrice încheiate de participantul respectiv.

[Pct.48 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

49. Poziția netă contractuală a unui furnizor de energie electrică care nu furnizează energie electrică consumatorilor finali pentru fiecare interval de tranzacționare trebuie să fie egală cu zero.

[Pct.49 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

50. În cazul în care poziția netă contractuală a unui furnizor de energie electrică care nu furnizează energie electrică consumatorilor finali într-un anumit interval de tranzacționare este diferită de zero, furnizorul respectiv va tranzacționa diferența pe PZU sau PPZ în scopul ajustării poziției sale nete contractuale. Dacă în urma închiderii PZU și PPZ poziția netă contractuală a furnizorului este negativă, acesta nu va primi careva plată pentru energia electrică pe care nu a reușit să o tranzacționeze. Dacă în urma închiderii PZU și PPZ poziția netă contractuală a participantului pieței energiei electrice rămâne pozitivă, dezechilibrul respectiv este luat în considerare în procesul de soluționare a dezechilibrelor.

[Pct.50 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

TITLUL III

REGULILE PIEȚEI PENTRU ZIUA URMĂTOARE

Capitolul I

PREVEDERI GENERALE PRIVIND PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE

51. PZU este creată în condițiile stabilite de Legea cu privire la energie electrică. PZU oferă un cadru de tranzacționare transparent și nediscriminatoriu cu o lichiditate mai ridicată fiind o piață organizată voluntară pe care se încheie tranzacții ferme cu energie electrică activă pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare corespunzătoare, pe baza ofertelor transmise de participanții la PZU.

[Pct.51 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

52. Regulile PZU creează un cadru de piață pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice de către participanții la piața angro de energie electrică în condiții de concurență, transparență și nediscriminare. Prețul obținut pe PZU poate fi utilizat drept preț de referință pentru alte tranzacții pe piața angro în condițiile stabilite în prezentele Reguli.

53. Ofertele și tranzacțiile pe PZU se fac la nivel agregat pe portofoliul de vânzare/cumpărare al fiecărui participant la PZU.

54. PZU este administrată de către OPEE, acesta fiind contraparte pentru fiecare participant la PZU, în tranzacțiile încheiate pe PZU.

55. Participarea la PZU este permisă entităților care au fost înregistrate de OPEE ca participanți la PZU și au contract de echilibrare încheiat cu OST.

56. PZU cuprinde tranzacții pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare. Fiecare tranzacție corespunde unei livrări sau preluări de energie electrică la o putere constantă de-a lungul intervalului de tranzacționare respectiv.

57. Tranzacțiile încheiate pe PZU determină o obligație fermă a respectivului participant la PZU de a livra energia electrică, în cazul în care tranzacțiile s-au bazat pe oferte de vânzare, sau o obligație de a achiziționa energia electrică, în cazul în care tranzacțiile s-au bazat pe oferte de cumpărare.

58. Fiecare tranzacție corespunde unei zile de livrare, unui interval de tranzacționare și unei zone de tranzacționare (națională sau de frontieră).

59. Tranzacțiile sunt finalizate prin livrarea sau preluarea energiei electrice în SE, în ziua de livrare și în intervalul de tranzacționare determinat.

60. Livrarea/preluarea energiei electrice se confirmă, la OST, prin transmiterea notificărilor fizice ale schimburilor de energie electrică de către PRE-PZU și de către fiecare PRE pentru tranzacțiile încheiate pe PZU de către membrii PRE.

[Pct.60 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

61. Fiecare zi de livrare are douăzeci și patru (24) de intervale de tranzacționare consecutive cu o durată de o oră fiecare, cu primul interval de tranzacționare începând cu ora 00:00 a zilei de livrare.

62. În ziua în care se efectuează trecerea de la ora de vară la ora de iarnă, pentru intervalul de tranzacționare suplimentar rezultat (al 25-lea), respectiv intervalul dublat de tranzacționare dintre ora 03:00, ora nouă) și ora 04:00 se va oferta similar cu orice alt interval . În ziua în care se efectuează trecerea de la ora de iarnă la ora de vară pentru intervalul de tranzacționare dintre ora 03:00 și ora 04:00 nu se vor stabili tranzacții, sistemul de tranzacționare afișând 23 de intervale orare.

[Pct.62 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

63. PZU este creată în conformitate cu cerințele Legii cu privire la energie electrică.

Capitolul II PARTICIPARE LA PZU

[Capitolul II (pct.64-85) abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul III TRANSMITEREA OFERTELOR PE PZU

Secțiunea 1 Tipuri de oferte

86. Pentru fiecare interval de tranzacționare, un participant la PZU poate transmite o singură ofertă orară de cumpărare, o singură ofertă orară de vânzare și/sau mai multe oferte bloc.

[Pct.86 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

87. Fiecare ofertă orară poate conține câteva perechi preț-cantitate. Numărul maxim de perechi preț cantitate este stabilit de OPEE, în funcție de posibilitatea sistemului de tranzacționare utilizat de OPEE.

88. Fiecare pereche preț-cantitate a unei oferte de cumpărare definește prețul unitar maxim la care participantul la PZU este dispus să cumpere o cantitate de energie electrică ce nu depășește cantitatea menționată în perechea preț-cantitate.

89. Fiecare pereche preț-cantitate a unei oferte de vânzare definește prețul unitar minim la care participantul la PZU este dispus să vândă o cantitate de energie electrică ce nu depășește cantitatea menționată în perechea preț-cantitate.

90. Oferta de vânzare sau de cumpărare transmisă de participanții la piața de energie electrică care exploatează unități de producere, este limitată de capacitatea instalată a acestora. Informația privind capacitatea instalată a unităților de producere deținute de participanții la piață respectivi este transmisă de aceștia către OPEE în conformitate cu prevederile descrise de procedurile operaționale.

[Pct.90 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

91. Ofertele de cumpărare și ofertele de vânzare nu pot fi combinate într-o singură ofertă.

91¹. Oferta bloc de vânzare sau de cumpărare pe PZU este o combinație de oferte simple de vânzare sau combinație de oferte simple de cumpărare aferente mai multor intervale orare, a căror executare este interdependentă, și anume, se execută toate sau nu se execută niciuna. Oferta bloc este caracterizată de o limită de preț și o cantitate orară.

[Pct.91¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

91². Ofertele bloc sunt definite de numărul intervalelor orare care formează blocul. Numărul intervalelor orare ale unei oferte bloc poate fi definit în sistemul de tranzacționare de OPEE (oferte predefinite în sistem) sau de participant.

[Pct.91² introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

92. Ofertele transmise de participanții la PZU reprezintă angajamente ferme ale respectivilor participanți la PZU de a vinde/cumpăra cantitatea de energie electrică specificată în ofertă.

93. Cantitatea energiei electrice este exprimată în MWh cu până la 3 zecimale după virgulă. Prețul este exprimat în monedă națională cu până la 2 zecimale după virgulă.

Secțiunea 2

Transmiterea și modificarea ofertelor de către participantul la PZU

94. Ofertele de vânzare și de cumpărare a energiei electrice sunt transmise de producători, operatorii de sistem, FCEE, furnizorii de energie electrică, inclusiv furnizorii care importă energie electrică dintr-o zonă de tranzacționare de frontieră.

95. Producătorii pot să transmită oferte de vânzare a energiei electrice pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare, pentru toată capacitatea disponibilă, fără:

1) cantitățile de energie electrică tranzacționate conform contractelor bilaterale;

2) cantitățile de energie electrică corespunzătoare capacităților contractate sau stabilite ca rezerve conform prezentelor Reguli.

96. Un participant la PZU poate transmite oferte pentru ziua de livrare la OPEE înainte de ora de închidere a PZU, respectiv până la ora 12:00 în ziua de tranzacționare anterioară zilei de livrare. Transmiterea ofertelor este posibilă cu maxim șase zile în avans față de ziua de livrare corespunzătoare și numai în timpul orelor de tranzacționare.

[Pct.96 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

97. Ofertele se transmit în format electronic, prin căile de comunicație stabilite de către OPEE.

98. O ofertă este considerată transmisă la momentul intrării în sistemul de tranzacționare. Ora transmiterii este exprimată prin marca de timp.

99. Orice ofertă va fi validată conform prevederilor secțiunii 4 din prezentul capitol în mod automat

după ce a intrat în sistemul de tranzacționare.

100. Ofertele pot fi oricând modificate sau anulate de către participantul la PZU care le-a transmis înainte de ora de închidere a PZU. Modificările sunt marcate temporal și înregistrate în sistemul de tranzacționare. Dacă oferta modificată îndeplinește prevederile secțiunii 4 din prezentul capitol, aceasta devine oferta validată.

Secțiunea 3

Conținutul și formatul ofertelor

101. OPEE stabilește produsele standard care pot fi tranzacționate pe PZU. Produsele standard sunt incluse în sistemul de tranzacționare după consultarea și avizarea de către Agenție.

102. OPEE elaborează procedura care stabilește formatul, conținutul și modalitatea de validare a ofertelor, precum și scala de preț pentru PZU, o supune consultării publice și o aprobă după avizarea acesteia de către Agenției.

103. Oferta trebuie să conțină cel puțin următoarele date:

- 1) codul de identificare pe PZU al participantului la PZU;
- 2) ziua de livrare;
- 3) intervalul de tranzacționare pentru care este valabilă;
- 4) tipul ofertei: ofertă de cumpărare sau ofertă de vânzare;
- 5) pentru oferta orară cel puțin o pereche preț-cantitate, dar nu mai mult de numărul maxim de perechi preț-cantitate consecutive autorizat de sistemul de tranzacționare.

[Pct.103 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

104. Prețurile din ofertă sunt exprimate în monedă națională și trebuie să se încadreze în scala de preț pentru PZU stabilită de OPEE. În cazul ofertelor de cumpărare, prețurile menționate în perechile preț-cantitate consecutive vor fi constant descrescătoare. În cazul ofertelor de vânzare, prețurile menționate în perechile preț-cantitate consecutive vor fi constant crescătoare.

Secțiunea 4

Validarea ofertelor

105. Validarea ofertelor este realizată de OPEE conform procedurii aprobată în condițiile stabilite la pct.102, ținând cont de prevederile prezentei secțiuni.

106. O condiție privind validarea unei oferte de cumpărare este îndeplinirea cerinței privind garanțiile stabilite pentru respectivul participant la PZU în conformitate cu prevederile Capitolului III din Titlul XII.

107. Fiecare participant la PZU poate solicita invalidarea ofertelor care conțin o cantitate totală de energie electrică mai mare decât o anumită valoare specificată de respectivul participant la PZU. Participanții la PZU specifică limite de cantitate diferite pentru ofertele de cumpărare și ofertele de vânzare.

108. Cantitatea totală de energie electrică a unei oferte, calculată ca sumă a cantităților de energie electrică prevăzute în toate perechile preț-cantitate din ofertă, nu trebuie să depășească cantitatea limită stabilit conform pct.107.

109. Participantul la PZU primește prin intermediul sistemului de tranzacționare o notificare despre validarea sau despre invalidarea motivată a unei oferte în momentul în care aceasta intră în sistemul de tranzacționare. Această notificare trebuie să includă numărul de înregistrare, tipul ofertei și marca de timp la care oferta a intrat în sistemul de tranzacționare.

Capitolul IV

STABILIREA CANTITĂȚILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ TRANZACȚIONATE PE PZU ȘI A PREȚULUI DE ÎNCHIDERE A PZU

Secțiunea 1

Reguli de calcul

110. Pentru tranzacționarea pe piața pentru ziua următoare, se folosește algoritmul Euphemia (acronim pentru Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm), algoritm aplicat la nivel european pentru cuplarea prin preț a regiunilor în vederea creării pieței interne europene de energie electrică care urmărește maximizarea bunăstării sociale, și anume a sumei dintre surplusul vânzătorului (diferența dintre valoarea cantității tranzacționate și valoarea ofertei aferentă cantității tranzacționate) și surplusul cumpărătorului (diferența dintre valoarea ofertei aferentă cantității tranzacționate și valoarea cantității tranzacționate). Algoritmul permite integrarea ofertelor orare și ofertelor bloc printr-un proces iterativ de optimizare a soluției.

[Pct.110 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

111. OPEE înregistrează ofertele în timpul orelor de tranzacționare până la ora de închidere a PZU, în fiecare zi de tranzacționare. Imediat după ce toate ofertele transmise înainte de ora de închidere a PZU au fost validate conform prevederilor din secțiunea 4 a Capitolului III, OPEE calculează prețul de închidere a pieței (în continuare – PIP) și cantitățile de energie electrică tranzacționate, pentru ziua de livrare.

[Pct.111 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

112. În situația normală de funcționare, tranzacțiile pe PZU se efectuează prin corelarea ofertelor de vânzare și de cumpărare prin mecanismul de licitație stabilit conform mecanismului de cuplare prin preț al regiunilor (PCR – Price Coupling of Regions), după parcurgerea etapelor de ofertare, validare și agregare a ofertelor, rulare a mecanismului de cuplare, alocarea pe portofoliile participanților a rezultatelor cuplării.

[Pct.112 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

113. După determinarea PIP OPEE acceptă pentru tranzacționare cantități de energie electrică din oferte în conformitate cu prevederile secțiunii 5 din prezentul Capitol. Acest punct nu se aplică intervalului de tranzacționare pentru care PIP nu este definit.

114. Perechile preț-cantitate și blocurile care au fost acceptate de OPEE urmare a rulării algoritmului de tranzacționare stabilesc tranzacții ferme între OPEE, pe de o parte, și participantul la PZU, pe de altă parte, pentru livrarea energiei electrice în cantitatea acceptată de OPEE și la un preț egal cu PIP, stabilite pentru un interval/periodă de tranzacționare corespunzătoare unei zile de livrare specificate în ofertă. Tranzacțiile corespunzătoare vânzării pe de-o parte, sau cumpărării pe de altă parte, ale aceluiași participant la PZU pentru același interval de tranzacționare corespunzător unei zile de livrare vor fi agregate într-o singură tranzacție.

[Pct.114 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

114¹. Dacă PIP pentru unul sau mai multe intervale de tranzacționare este nedefinit, OPEE aplică măsurile menționate în secțiunea 6 din prezentul Capitol.

[Pct.114¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 2

Determinarea curbei ofertei și curbei cererii de energie electrică, oferte bloc

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

115. OPEE determină curba ofertei de energie electrică pe baza ofertelor de vânzare a energiei electrice, și include cumulativ toate perechile preț-cantitate din ofertele de vânzare, aranjate în ordine crescătoare a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu prețul cel mai mic până la cea cu prețul cel mai mare. Dacă cel mai mare preț pentru energie electrică din ofertele de vânzare este mai mic decât prețul maxim al scalei de preț pentru PZU, atunci curba ofertei va fi extinsă prin adăugarea unei perechi fictive cu o cantitate de energie electrică egală cu zero și un preț pentru energia electrică egal cu prețul

maxim al scalei.

115¹. OPEE determină PIP pentru PZU în baza ofertelor primite, utilizând curbele ofertei și cererii pentru PZU stabilite conform prevederilor secțiunilor 2 și 3 din prezentul Capitol, precum și ofertele bloc, prin aplicarea algoritmului Euphemia. Algoritmul Euphemia este algoritmul agreat pentru soluția unică de cuplare la nivel european și permite obținerea unui beneficiu social maxim prin integrarea ofertelor orare și ofertelor bloc.

[Pct.115¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

116. Curba ofertei de energie electrică conține o singură pereche preț-cantitate cu o cantitate egală cu zero și un preț egal cu prețul maxim al scalei de preț în situația în care cantitatea agregată din toate ofertele de vânzare orare validate este zero.

[Pct.116 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.116 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

117. OPEE determină curba cererii de energie electrică pe baza ofertelor de cumpărare a energiei electrice, și include cumulativ toate perechile preț-cantitate din ofertele de cumpărare, sortate în ordinea descrescătoare a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu prețul cel mai mare, până la cea cu prețul cel mai mic. Dacă prețul cel mai mic din oferte este mai mare ca zero, atunci curba cererii va fi extinsă prin adăugarea unei perechi fictive cu o cantitate egală cu zero și un preț egal cu zero.

118. Curba cererii de energie electrică conține o singură pereche preț-cantitate cu o cantitate de energie electrică egală cu zero și un preț la energia electrică egal cu prețul minim al scalei de preț în situația în care cantitatea agregată de energie electrică din toate ofertele de cumpărare orare validate este zero.

[Pct.118 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

119. La determinarea curbei cererii și curbei ofertei de energie electrică, se iau în considerare numai ofertele orare validate.

[Pct.119 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 3

Determinarea prețului de închidere a PZU

120. În perspectiva integrării ulterioare în piața unică europeană, mecanismul de tranzacționare pe PZU este licitația implicită, respectiv tranzacționarea de energie electrică folosind algoritmul Euphemia. Algoritmul Euphemia este algoritmul adoptat la nivel european care permite corelarea ofertelor și determinarea PIP în procesul de cuplare a piețelor sau în funcționarea decuplată (separat pe zonă de ofertare sau regiune coordonată) și care are ca principiu maximizarea bunăstării sociale la nivelul piețelor cuplate, respectiv pieței naționale, în cazul decuplării sau funcționării izolate, și anume a sumei dintre surplusul vânzătorului, surplusul cumpărătorului și renta aferentă congestiilor pe liniile de interconexiune, dacă este cazul.

[Pct.120 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

121. Scopul algoritmului Euphemia este de a determina ofertele bloc care se execută și cele care rămân neexecutate și de a determina prețurile de tranzacționare zonale și pozițiile nete pe zonele de ofertare, astfel încât să se maximizeze bunăstarea socială la nivelul regiunilor generată de executarea ofertelor, iar fluxurile de energie generate de executarea ofertelor să nu depășească capacitatea elementelor de rețea relevante.

[Pct.121 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.122-124 abrogate prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 4

Determinarea cantităților ofertei și cererii de energie electrică

125. Urmare a rulării algoritmului Euphemia, rezultatele procesului de tranzacționare includ prețurile de închidere a pieței pe fiecare interval orar precum și cantitățile tranzacționate, respectiv setul blocurilor acceptate urmare a tranzacționării (numite blocuri câștigătoare) și cantitatea acceptată din ofertele orare.

[Pct.125 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

126. Sistemul de tranzacționare asigură alocarea cantității acceptate din ofertele orare pe portofolii, respectând principiile generale de piață, conform secțiunii 5 din prezentul Capitol.

[Pct.126 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 5

Acceptarea cantităților din oferte pentru tranzacționare

127. Pentru cazul în care PIP este definit:

1) OPEE acceptă, pentru toate ofertele orare de cumpărare a energiei electrice, toate perechile preț-cantitate, al căror preț la energia electrică este mai mare sau egal cu PIP;

2) OPEE acceptă, pentru toate ofertele orare de vânzare a energiei electrice, toate perechile preț-cantitate, al căror preț la energia electrică este mai mic sau egal cu PIP;

3) OPEE acceptă parțial ofertele orare de vânzare sau ofertele orare de cumpărare al căror preț este egal cu PIP astfel încât cantitatea totală tranzacționată la vânzare și cantitatea totală tranzacționată la cumpărare să fie egale.

[Pct.127 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

127¹. Algoritmul Euphemia furnizează întotdeauna preț, indiferent dacă nu sunt oferte de cumpărare, de vânzare sau de cumpărare și de vânzare.

[Pct.127¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 6

Cazuri speciale pentru stabilirea prețului pe PZU

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

128. În cazul în care există cel puțin o ofertă pentru cel puțin un interval orar al zilei de livrare, procesul de calcul e rulat, algoritmul Euphemia furnizând preț pentru fiecare interval conform unor reguli prestabilite, astfel:

1) Dacă nu există oferte de cumpărare, PIP declarat este egal cu media aritmetică între prețul minim al scalei de preț (zero) și cel mai mic preț al ofertelor de vânzare;

2) Dacă nu există oferte de vânzare, PIP declarat este egal cu media aritmetică între prețul maxim al scalei de preț și cel mai mare preț al ofertelor de cumpărare;

3) Dacă nu există oferte de vânzare și nici oferte de cumpărare, PIP declarat este egal cu media aritmetică între limita minimă (zero) și limita maximă a scalei de preț;

4) Dacă nu există intersecție între curba cererii și curba ofertei, PIP declarat este egal cu media aritmetică între cel mai mare preț al ofertei de cumpărare și cel mai mic preț al ofertei de vânzare.

[Pct.128 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

129. Nu se poate stabili PIP prin procesul normal de calcul în situațiile în care:

1) din cauza nefuncționării sau funcționării defectuoase a sistemului de tranzacționare, nu se poate finaliza procesul de calcul și, în consecință, nu se poate determina PIP pentru zona de ofertare națională;

2) dacă nu a existat pentru o zi de livrare niciun interval orar în care să existe cel puțin o ofertă.

[Pct.129 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

130. În situațiile descrise în punctul 129 OPEE informează participanții la PZU, OST și ANRE că nu a fost posibilă închiderea pieței, iar prețul PZU este declarat convențional la valoarea sa stabilită sau declarată, după caz, pentru intervalul de tranzacționare respectiv al zilei anterioare, care este ziua bancară anterioară, dacă incidentul are efect asupra unei zile bancare, sau ziua nebanară anterioară, dacă incidentul are efect asupra unei zile nebanare.

[Pct.130 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

131. În scopul stabilirii prețului convențional pentru PZU conform articolului 130 în situațiile în care nu este posibilă închiderea pieței la lansarea PZU și când nu există date pentru ziua anterioară, fie aceasta bancară sau nebanară, se vor considera prețurile medii aferente contractelor bilaterale. Modul de stabilire a prețului mediu aferent contractelor bilaterale urmează a fi definit în procedurile proprii ale OPEE.

[Pct.131 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.132-133 abrogate prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul V

CONFIRMAREA ȘI ACCEPTAREA TRANZACȚIILOR PE PZU

Secțiunea 1

Confirmarea tranzacțiilor

134. OPEE informează fiecare participant la PZU privind tranzacțiile încheiate conform prevederilor Capitolului IV cel târziu în termen de o oră după ora de închidere a PZU. Pentru fiecare zi de livrare OPEE transmite confirmări de tranzacție separate pentru fiecare participant la PZU.

135. Fiecare confirmare de tranzacție cuprinde cel puțin următoarele date:

- 1) numele și codul de identificare pe PZU ale participantului la PZU;
- 2) ziua de livrare;
- 3) intervalul de tranzacționare;
- 4) zona de tranzacționare;
- 5) cantitatea vândută, respectiv cumpărată de participantul la PZU în intervalul de tranzacționare respectiv;
- 6) prețul la care s-a încheiat tranzacția pentru intervalul de tranzacționare respectiv.

[Pct.136 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

137. În termen de trei ore după ora de închidere a PZU, însă nu mai târziu de termenul limită de transmitere a notificărilor fizice stabilit în pct.244, OPEE prin PRE – PZU transmite OST notificările fizice rezultate din tranzacțiile încheiate pe PZU cu specificarea poziției nete contractuale a fiecărei PRE, obținută în urma tranzacțiilor pe PZU.

[Pct.137 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.138 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 2

Contestații la confirmările de tranzacție

139. Participantul la PZU poate depune contestații la conținutul confirmărilor de tranzacție numai în cazul unor erori rezultate din acțiunile OPEE.

140. Orice contestație la conținutul confirmărilor de tranzacție trebuie să fie transmisă la OPEE în cel mult 20 de minute după limita de timp prevăzută la pct.134.

[Pct.140 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

141. Confirmările de tranzacție primite de participantul la PZU se consideră ca fiind acceptate dacă acesta nu transmite nici o contestație în intervalul de timp specificat la pct.140.

142. OPEE verifică imediat orice contestație la confirmările de tranzacție primite conform prevederilor pct.140 și informează participantul la PZU despre rezolvarea acesteia. Dacă este necesar, OPEE transmite participantului la PZU o nouă confirmare de tranzacție, dar nu mai târziu de 20 de minute după limita de timp prevăzută la pct.140.

[Pct.142 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

143. Orice contestație transmisă nu exonerează participanții la PZU în cauză de îndeplinirea obligațiilor rezultate din tranzacțiile contestate.

[Pct.144 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

145. Cel târziu cu o oră înainte de ora de transmitere a programului, OPEE va stabili poziția contractuală a fiecărui participant la PZU rezultată în urma tranzacțiilor pe PZU, pe care le va înainta pentru verificare către fiecare participant la PZU în scopul actualizării cantităților incluse în notificările fizice. În cazul în care apar divergențe care nu pot fi rezolvate până la ora de transmitere a programului, obligația contractuală rezultată în urma tranzacțiilor pe PZU, transmisă de OPEE devine obligatorie pentru participantul la piață.

Capitolul VI REGULI PRIVIND GARANȚIILE ȘI DECONTAREA PE PZU, PROCEDURI DE URGENȚĂ

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 1 Reguli privind garanțiile financiare și decontarea pe PZU

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

146. În vederea participării la sesiunile de tranzacționare organizate pe PZU cu oferte de cumpărare la preț pozitiv, participantul la PZU trebuie:

1) să transmită la OPEE, pe email, contractul de mandat privind plata prin debitare directă scanat, pentru a putea fi urmărită introducerea acestuia de către Banca cont central în sistemul informatic;

2) să întreprindă măsurile necesare pentru a fi transmisă de către Banca cont central la OPEE scrisoarea de garanție bancară de plată în favoarea OPEE înainte de ziua de tranzacționare în care dorește să introducă oferte de cumpărare.

[Pct.146 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

147. Participanții la PZU pot utiliza o scrisoare de garanție bancară de plată, unică pentru PZU și PPZ. În acest caz, scrisoarea de garanție bancară unică pentru PZU și PPZ va avea specificat în conținutul ei, că se utilizează pentru cele două piețe de energie electrică, iar repartiția valorii între cele două piețe este comunicată OPEE de către participantul la PZU și poate fi actualizată lunar.

[Pct.147 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

148. Scrisoarea de garanție bancară de plată emisă în favoarea OPEE în calitate de beneficiar este utilizată pentru acoperirea integrală a obligațiilor de plată ale participantului la PZU, neîncasate încă în contul central, precum și pentru validarea ofertelor de cumpărare la preț pozitiv.

[Pct.148 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

149. La introducerea în sistemul de tranzacționare al PZU, ofertele de cumpărare a căror valoare este mai mare decât garanția de validare (valoarea garanției constituită diminuată cu valoarea

tranzacțiilor de cumpărare realizate și cu valoarea ofertelor de cumpărare active), sunt invalidate de către sistemul de tranzacționare al PZU, iar participantul respectiv este informat prin mesaj transmis automat prin intermediul sistemului de tranzacționare al PZU.

[Pct.149 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

150. După încheierea sesiunilor de tranzacționare aferente unei zile, OPEE elaborează nota de decontare zilnică, pe care o pune la dispoziția participantului la PZU, în care sunt înregistrate, orar și cumulat, la nivelul zilei de livrare, cantitățile de energie electrică aferente tranzacțiilor de vânzare/cumpărare și valorile totale, precum și valorile zilnice nete ale obligațiilor de plată/drepturilor de încasat, determinate ca diferență dintre valorile obligațiilor de plată și valorile drepturilor de încasat inclusiv contravaloarea TVA, după caz.

[Pct.150 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

150¹. Încasările/plățile aferente valorilor nete ale drepturilor de încasare/obligațiilor de plată pentru tranzacțiile încheiate zilnic pe PZU se realizează prin intermediul contului central al PZU, deschis la banca cont central de către OPEE în calitate de contraparte, prin mecanismele de debitare directă/ordine de plată, conform prevederilor contractului pentru participare la PZU.

150². În cazul în care banca de decontare a participantului la PZU a comunicat refuzul la plată a instrucțiunii de debitare directă, OPEE solicită executarea scrisorii de garanție bancară de plată a acestuia.

150³. În situația în care în luna de livrare participantul la PZU înregistrează la nivel de zi de livrare pe PZU tranzacții de vânzare și tranzacții de cumpărare, după încheierea lunii de livrare, pe baza facturilor emise de OPEE și de participantul la PZU, precum și a încasărilor și plăților efectuate, în cursul lunii de livrare pe baza valorii nete totale a tranzacțiilor la nivel de zi de livrare, drepturile lunare ale participantului la PZU de încasat, respectiv obligațiile sale de plată lunare față de OPEE, sunt regularizate, conform prevederilor legale aplicabile.

[Pct.150¹-150³ introduse prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 2

Proceduri de urgență

151. Procedurile de urgență pentru PZU și PPZ sunt elaborate și supuse consultării publice de către OPEE, și aprobate după avizarea acestora de către Agenție.

152. Procedurile de urgență pentru PZU și PPZ sunt utilizate de OPEE și de participanții la PZU în cazul apariției unei situații de urgență, după cum urmează, fără a se limita la:

1) incapacitatea totală sau parțială de funcționare a sistemului de tranzacționare utilizat de OPEE pentru procesul de închidere a PZU;

2) întreruperea căilor de comunicație ale OPEE.

153. Procedurile de urgență pentru PZU și PPZ stabilesc situațiile de urgență în cazul cărora sunt utilizate procedurile de urgență și pot prevedea utilizarea unor mijloace alternative de comunicație precum și extinderea sau decalarea orelor de tranzacționare sau a oricărui termen limită care trebuie respectat de OPEE și participanții la PZU, inclusiv ora de închidere a PZU. În toate cazurile, OPEE va respecta termenul limită de transmitere a programului.

154. În cazul întreruperii sesiunilor de tranzacționare, OPEE nu poate fi reclamat drept responsabil pentru eventuale daune materiale invocate de participanții la PZU.

Secțiunea 3

Limitarea responsabilității

[Secțiunea 3 (pct.155-164) abrogată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

TITLUL IV

REGULILE PIETEI DE ENERGIE ELECTRICĂ PE PARCURSUL ZILEI

Capitolul I SCOP

165. Prezentul titlu stabilește cadrul pentru organizarea și funcționarea PPZ, și anume:

- 1) modul de organizare a sesiunilor de tranzacționare și de stabilire a tranzacțiilor;
- 2) principiile decontării tranzacțiilor;
- 3) reguli privind monitorizarea și supravegherea PPZ.

166. Prin organizarea PPZ se creează un cadru suplimentar de vânzare și cumpărare a energiei electrice pentru participanții la piața angro de energie electrică, necesar pentru facilitarea echilibrării portofoliului de tranzacții de vânzare și cumpărare a energiei electrice cu posibilitățile de producție, necesarul de consum și tranzacțiile transfrontaliere, precum și pentru reducerea dezechilibrelor, asigurând caracterul centralizat, public, transparent și nediscriminatoriu al tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică.

167. Prezentul titlu se aplică producătorilor, furnizorilor de energie electrică, operatorilor de sistem și OPEE.

Capitolul II PREVEDERI GENERALE

168. PPZ este creată în condițiile stabilite de Legea cu privire la energie electrică. PPZ este o componentă a pieței angro de energie electrică care permite echilibrarea pozițiilor contractuale cu posibilitățile reale de producție și cu prognoza de consum a consumatorilor finali de energie electrică/a solicitărilor partenerilor de export/import, cât mai aproape de momentul real al livrării/consumului de energie electrică, pe care se realizează tranzacții ferme cu energie electrică pentru fiecare zi de livrare începând cu ziua anterioară zilei de livrare, după încheierea tranzacțiilor pe PZU și până cu 90 minute înainte de începerea livrării/consumului.

[Pct.168 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

169. OPEE organizează și dezvoltă piața de energie electrică pe parcursul zilei pe baza principiilor de nediscriminare, transparență, caracter public, stabilite de lege, și a prevederilor din prezentele Reguli.

[Pct.170-176 abrogate prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

177. PPZ cuprinde tranzacții cu energie electrică pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare.

178. Tranzacțiile efectuate pe PPZ stabilesc obligații ferme ale respectivului participant pe PPZ de a livra energia electrică, respectiv de a achiziționa energia electrică în intervalul orar respectiv, în conformitate cu specificațiile tranzacțiilor confirmate.

179. OPEE este contraparte pentru fiecare participant la PPZ, în tranzacțiile încheiate de participant în cadrul PPZ.

180. Ofertarea și tranzacționarea între participanți se desfășoară anonim.

180¹. Livrarea/preluarea energiei electrice se confirmă, la OST, prin transmiterea notificărilor fizice ale schimburilor de energie electrică de către PRE-PPZ și de către fiecare PRE pentru tranzacțiile încheiate pe PPZ de către membrii PRE.

[Pct.180¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

181. Participanții la PPZ au obligația să depună o garanție financiară în favoarea OPEE, conform prevederilor contractului încheiat cu OPEE, care să acopere contravaloarea ofertelor de cumpărare a energiei electrice, precum și a obligațiilor de plată aferente tranzacțiilor încheiate pe PPZ și neîncasate încă în contul central pe PPZ.

Capitolul III **OFERTAREA ȘI TRANZACȚIONAREA PE PPZ**

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

182. Pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare, OPEE definește, în cadrul sistemului de tranzacționare, un produs standard, ce constituie obiectul unor tranzacții independente.

183. O ofertă orară este definită pentru un singur produs standard.

[Pct.183 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

184. Ofertele orare sunt formate dintr-o pereche preț/cantitate.

[Pct.184 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

185. Participantul la PPZ poate introduce mai multe oferte orare de vânzare și/sau mai multe oferte de cumpărare a energiei electrice pentru fiecare produs standard.

[Pct.185 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

185¹. Participanții la PPZ pot transmite oferte pentru contracte definite de utilizator. O ofertă pentru un Contract definit de utilizator constă într-o pereche preț-cantitate ofertată pentru cumpărare sau pentru vânzare, unde cantitatea declarată se repetă pe fiecare interval al perioadei definite de utilizator și reprezintă angajamentul ferm al participantului la PPZ.

[Pct.185¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

186. Ofertele pot fi introduse doar în timpul sesiunii de tranzacționare corespunzătoare produsului standard respectiv.

187. O ofertă introdusă de către un participant la PPZ poate fi anulată/modificată/suspendată de acesta în orice moment din sesiunea de tranzacționare, pentru partea din oferta respectivă care nu a fost corelată până la acel moment.

188. Sistemul de tranzacționare va acorda marca de timp și va lua în considerare ultima modificare a ofertei.

189. OPEE organizează câte o sesiune de tranzacționare pentru fiecare produs standard.

190. Fiecare sesiune de tranzacționare aferentă unui produs standard începe la ora 19-00 a zilei precedente zilei de livrare, și se încheie cu 90 min. înainte de începutul intervalului de tranzacționare respectiv al zilei de livrare.

[Pct.190 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

191. Prin derogare de la prevederile pct.190, OPEE poate realiza opriri planificate pentru mentenanța sistemului de tranzacționare, precum și pentru implementarea unor soluții de îmbunătățire ale sistemului de tranzacționare, în intervalul cărora funcționarea sistemului de tranzacționare va fi întreruptă. OPEE va notifica participanții la piață asupra opririlor planificate ale sistemului informatic în timp util și luând în considerare gradul de urgență privind eventuale îmbunătățiri necesare.

[Pct.191 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

192. În timpul sesiunii de tranzacționare, participanții la PPZ pot introduce oricând oferte, corelarea realizându-se automat la introducerea acestora, dacă se îndeplinesc condițiile de corelare.

193. Participanții pot introduce oferte doar în limitele valorii garanțiilor financiare disponibile.

[Pct.193 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

194. Procesul de corelare asigură tranzacționarea tuturor ofertelor compatibile respectând următoarele principii:

1) sistemul de tranzacționare al PPZ ordonează ofertele în funcție de preț, iar la prețuri egale, după marca de timp;

2) ofertele de cumpărare se corelează în ordinea descrescătoare a prețului ofertat, respectiv prima ofertă de cumpărare tranzacționată este oferta de cumpărare cu prețul cel mai mare;

3) ofertele de vânzare se corelează în ordinea crescătoare a prețului ofertei, respectiv prima ofertă de vânzare tranzacționată este oferta de vânzare cu prețului cel mai mic;

4) corelarea a două oferte se realizează la cantitatea minimă a celor două oferte. Oferta rămasă după corelarea parțială rămâne în sistemul de tranzacționare pentru eventualele corelări ulterioare;

5) prețul la care se încheie tranzacția conform regulilor de corelare aplicate automat de către sistemul de tranzacționare al PPZ, este prețul ofertei existente inițial în sistemul de tranzacționare care îndeplinește condiția de corelare;

6) procesul de corelare se încheie în momentul în care nu mai există oferte care îndeplinesc condiția de corelare sau la expirarea sesiunii de tranzacționare.

[Pct.194 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

195. După încheierea fiecărei tranzacții, participanții la PPZ primesc, prin intermediul sistemului de tranzacționare al PPZ, confirmări ale tranzacțiilor proprii.

Capitolul IV

REGULI PRIVIND GARANȚIILE ȘI DECONTAREA PE PPZ

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

196. În vederea participării la sesiunile de tranzacționare organizate pe PPZ cu oferte de cumpărare, participantul la PPZ trebuie:

1) să transmită contractul de mandat de debitare directă la OPEE, pe email, scanat, pentru a putea fi urmărită introducerea acestuia de către Banca cont central în sistemul informatic;

2) să întreprindă măsurile necesare pentru a fi transmisă de către banca cont central la OPEE scrisoarea de garanție bancară de plată în favoarea OPEE înainte de ziua de tranzacționare în care dorește să introducă oferte de cumpărare.

[Pct.196 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

197. Participanții la PPZ pot utiliza o scrisoare de garanție bancară de plată, unică pentru PZU și PPZ. În acest caz, scrisoarea de garanție bancară unică pentru PZU și PPZ va avea specificat în conținutul ei că se utilizează pentru cele două piețe de energie electrică, iar repartiția valorii între cele două piețe este comunicată OPEE de către participantul la PPZ și poate fi actualizată lunar.

198. Scrisoarea de garanție bancară de plată emisă în favoarea OPEE în calitate de beneficiar este utilizată pentru acoperirea integrală a obligațiilor de plată ale participantului la PPZ neîncasate încă în contul central, precum și pentru validarea ofertelor de cumpărare.

199. La introducerea în sistemul de tranzacționare al PPZ, ofertele de cumpărare a căror valoare este mai mare decât garanția de validare (valoarea garanției constituită diminuată cu valoarea tranzacțiilor de cumpărare realizate, respectiv cu valoarea ofertelor de cumpărare active), sunt invalidate de către sistemul de tranzacționare al PPZ, iar participantul respectiv este informat prin mesaj transmis automat prin intermediul sistemului de tranzacționare al PPZ.

[Pct.199 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

200. După încheierea unei zile de livrare, OPEE elaborează nota de decontare zilnică, pe care o pune la dispoziția participantului la PPZ, în care sunt înregistrate, orar și cumulativ, la nivelul zilei de livrare, cantitățile de energie electrică aferente tranzacțiilor de vânzare/cumpărare și valorile totale și nete ale obligațiilor de plată/drepturilor de încasare, inclusiv contravaloarea TVA, după caz.

[Pct.200 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

201. Încasările/plățile aferente valorilor nete ale drepturilor de încasare/obligațiilor de plată pentru tranzacțiile încheiate zilnic pe PPZ sa realizează prin intermediul contului central al PPZ, deschis la banca cont central de către OPEE în calitate de contraparte, prin mecanismele de debitare directă/ordine de plată, conform prevederilor contractului pentru participare la PZU și PPZ.

202. În cazul în care banca de decontare a participantului la PPZ a comunicat refuzul la plată a instrucțiunii de debitare directă, OPEE solicită executarea scrisorii de garanție bancară de plată a acestuia.

203. În situația în care în luna de livrare participantul la PPZ înregistrează la nivel de zi de livrare pe PPZ tranzacții de vânzare și tranzacții de cumpărare, după încheierea lunii de livrare, pe baza facturilor emise de OPEE și de participantul la PPZ, precum și a încasărilor și plăților efectuate în cursul lunii de livrare pe baza valorii nete totale a tranzacțiilor la nivel de zi de livrare, drepturile lunare ale participantului la PPZ de încasat, respectiv obligațiile sale de plată lunare față de OPEE, sunt regularizate, conform prevederilor legale aplicabile.

[Pct.203 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul V COMUNICARE

204. După încheierea fiecărei tranzacții, responsabilul grupului de echilibrare care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru participantul la PPZ poate realiza prin intermediul sistemului de tranzacționare al PPZ, schimburile de energie electrică pe fiecare interval de dispecerizare, aferente tranzacțiilor pe PPZ, din cadrul notificării fizice întregului grup.

205. În cel mult 30 de minute ulterioare orei în care s-au încheiat tranzacțiile, participanții la piața de energie electrică sunt obligați să actualizeze notificările fizice transmise către OST.

206. OPEE, prin intermediul PRE-PPZ transmite OST notificările fizice urmare tranzacțiilor încheiate pe PPZ cu specificarea schimburilor de energie cu fiecare PRE, obținute în urma tranzacțiilor pe PPZ pentru fiecare interval de tranzacționare nu mai târziu de 75 de minute înainte de începerea intervalului respectiv.

[Pct.206 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

207. Rezultatele finale ale tranzacțiilor realizate prin notele de decontare pe PPZ se pun de către OPEE la dispoziția participanților în scopul decontării până la orele 13:00 ale zile ulterioare zile de livrare.

[Pct.207 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul VI TRANSPARENȚĂ

208. Sistemul de tranzacționare al PPZ asigură anonimatul ofertanților pe întreg parcursul sesiunii de ofertare.

209. Tranzacțiile stabilite sunt accesibile în formă anonimată publicului, pe pagina web oficială a OPEE, în ziua următoare celei de livrare.

210. OPEE publică în fiecare oră sinteza tranzacțiilor încheiate pe PPZ, iar în ziua următoare zilei de livrare lista tranzacțiilor încheiate pe PPZ în mod anonimizat.

[Pct.210 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul VII PROCEDURI DE URGENȚĂ

211. Prevederile referitoare la procedurile de urgență se aplică, fără a se limita, atunci când:

1) din cauza unor probleme tehnice localizate la nivelul căilor de comunicație proprii, OPEE nu

poate pune la dispoziția participanților la PPZ confirmările de tranzacții, respectiv notificările fizice;

2) are loc o întrerupere accidentală a sistemului de tranzacționare al PPZ, respectiv când un eveniment sau un complex de evenimente împiedică funcționarea sistemului de tranzacționare al PPZ.

[Pct.212 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

213. În cazul întreruperii sesiunilor de tranzacționare conform pct.211, OPEE nu poate fi reclamat drept responsabil pentru eventuale daune materiale invocate de participanții la PPZ.

214. În cazul situațiilor de avarie privind funcționarea defectuoasă a sistemului de tranzacționare și a căilor de comunicație ale OPEE, se va întrerupe tranzacționarea până la restabilirea sistemului, iar comunicările absolut necesare se vor desfășura prin sisteme alternative, în conformitate cu prevederile proceduri aprobate conform pct.151.

215. Din momentul reluării funcționării sistemului de tranzacționare al PPZ desfășurarea sesiunilor de tranzacționare are loc conform orarului obișnuit.

Capitolul VIII CONTESTAȚII LA CONFIRMĂRILE DE TRANZACȚIE

[Capitolul VIII (pct.216-220) abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul IX LIMITAREA RESPONSABILITĂȚII

[Capitolul IX (pct.221-230) abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

TITLUL V REGULILE NOTIFICĂRILOR FIZICE

Capitolul I PREVEDERI GENERALE

231. Realizarea fizică a obligațiilor contractuale necesită transmiterea la OST de către fiecare PRE și responsabil al grupului de echilibrare a notificărilor fizice privind toate schimburile de energie electrică între PRE-uri, respectiv, grupuri de echilibrare.

232. Obiectivul regulilor pentru notificări fizice este crearea cadrului pentru furnizarea informațiilor despre capacitățile de producție disponibile în SE, programarea operațională, și determinarea disponibilității serviciilor de sistem, necesare pentru a permite OST să asigure:

- 1) integritatea SE;
- 2) securitatea aprovizionării cu energie electrică;
- 3) capacitate disponibilă suficientă pentru a asigura în orice moment cererea de consum din SE și o rezervă rezonabilă;
- 4) gestionarea congestiilor interne;
- 5) determinarea dezechilibrelor.

232¹. OPEE își asumă responsabilitatea echilibrării pentru toate tranzacțiile comerciale în care se angajează în calitate de contraparte și constituie un PRE pentru tranzacțiile pe PZU și un PRE pentru cele pe PPZ.

[Pct.232¹ introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

233. Fiecare PRE are obligația să transmită la OST notificările fizice agregate la nivelul PRE, pentru fiecare zi de livrare, specificat pentru fiecare interval de dispecerizare. Pentru grupurile de echilibrare responsabilul grupului de echilibrare, în calitate de PRE transmite OST notificările fizice agregate pentru toți membrii grupului de echilibrare. OPEE, în calitate de PRE-PZU, respectiv PRE-PPZ transmite de asemenea la OST câte o notificare fizică privind schimburile de energie electrică rezultate

din tranzacțiile pe PZU și respectiv PPZ cu fiecare PRE care are responsabilitatea echilibrării pentru participanții la PZU și PPZ.

[Pct.233 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

234. PRE-urile sunt obligate să notifice OST cantitățile de energie electrică ce urmează să fie livrate în și din sistemul electroenergetic ca urmare a tranzacțiilor încheiate pe piața energiei electrice, inclusiv a tranzacțiilor privind exportul declarat, importul declarat și tranzitul declarat.

235. PRE-urile care importă sau exportă energie electrică notifică OST importurile declarate, exporturile declarate și tranziturile declarate pe intervale de livrare cu partenerii externi, cu specificarea interconexiunilor.

236. PRE-urile transmit OST notificări fizice privind tranzacțiile efectuate conform contractelor bilaterale și PZU, și notificări fizice finale cu pozițiile actualizate în baza tranzacțiilor efectuate pe PPZ.

236¹. PRE-urile sunt obligate să transmită notificări fizice inclusiv pentru schimburile de energie electrică cu agenți economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar.

[Pct.236¹ modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.236¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

237. Notificarea fizică conține cel puțin următoarele informații:

1) cantitatea de energie electrică planificată pentru a fi livrată în rețele, separat pentru fiecare unitate de producere a respectivului producător de energie electrică;

2) cantitatea de energie electrică planificată a fi livrată pentru toate unitățile de producere cu puterea instalată mai mică de 1 MW, pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării, agregată pe fiecare tip de surse de energie primară;

3) consumul total planificat pentru consumatorii de energie electrică pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării;

4) consumul planificat pentru fiecare loc de consum dispecerizabil pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării;

5) schimburile de energie electrică cu fiecare parte responsabilă de echilibrare;

[Subpct.6) pct.237 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

7) exporturile și importurile declarate, stabilite cu parteneri externi, detaliate pe partener extern și separat pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră, corespunzătoare dreptului de utilizare a capacității de interconexiune alocate prin licitații;

8) tranzitul de energie electrică, corespunzătoare alocării prin licitații a dreptului de utilizare a capacității de interconexiune;

9) denumirea și datele de identificare a părții care depune notificarea.

[Pct.237 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

238. Notificarea fizică pentru o zi de livrare trebuie să acopere toate intervalele de dispecerizare ale respectivei zile de livrare.

239. Fiecare zi de livrare va avea douăzeci și patru (24) de intervale de dispecerizare consecutive cu o durată de o (1) oră fiecare, primul interval de dispecerizare începând la ora 00:00 în ziua de livrare.

240. În ziua trecerii de la ora de vară la ora de iarnă, ziua de livrare va avea douăzeci și cinci (25) de intervale de dispecerizare consecutive. În ziua trecerii de la ora de iarnă la ora de vară, ziua de livrare va avea douăzeci și trei (23) de intervale de dispecerizare consecutive.

[Pct.241 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

242. Procedurile pentru programare a schimburilor de energie electrică între OST și operatorii de

transport și de sistem din țările vecine vor fi convenite între OST și fiecare dintre acești operatori de transport și de sistem, conform prevederilor Acordurilor de cooperare semnate de OST cu operatorii de transport și de sistem din țările vecine, aprobate de Agenție în condițiile Legii cu privire la energie electrică.

243. Structura și modul de transmitere și validare a declarațiilor de disponibilitate și a notificărilor fizice este stabilită în conformitate cu procedurile elaborate de OST și în conformitate cu sistemele informaționale utilizate de OST. Validarea notificărilor fizice implică cel puțin următoarele:

1) în cazul în care există divergențe între schimburile de energie electrice reciproce ale diferitor PRE, cantitatea corespunzătoare schimburilor de energie electrică între cele două PRE este considerată egală cu cea mai mică dintre cele două valori;

2) în cazul în care există nepotriviri din punct de vedere al sensului între schimburile de energie electrice reciproce ale diferitor PRE pe fiecare interval de dispecerizare, cantitatea corespunzătoare schimburilor de energie electrică între cele două PRE este considerată zero;

3) în cazul în care un PRE nu a transmis notificările fizice, acestea vor fi considerate cu valori nule;

4) în cazul în care există divergențe între schimburile de energie electrice reciproce între PRE-PZU și un PRE, respectiv între PRE-PPZ și un PRE, este considerată cantitatea de energie electrică corespunzătoare notificărilor fizice aferente schimburilor de energie electrică transmisă de PRE-PZU, respectiv PRE-PPZ.

[Pct.243 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul II NOTIFICĂRI FIZICE

244. Notificările fizice sunt transmise OST cel târziu cu o oră înainte de închiderea perioadei de transmitere a ofertelor pe piața de echilibrare pentru fiecare zi următoare, detaliat pentru fiecare interval de tranzacționare.

245. Termenul limită de transmitere a notificărilor fizice stabilit la pct.244 se consideră ora de transmitere a programului.

246. Ultimele notificări fizice înregistrate cu cel puțin o oră înainte de intervalul de dispecerizare în care energia electrică urmează a fi livrată/consumată se consideră notificări fizice finale și sunt utilizate pentru determinarea poziției nete contractuale a PRE în procesul de determinare a dezechilibrelor.

[Pct.246 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

247. Toți participanții la piața de energie electrică trebuie să funcționeze conform notificărilor fizice finale.

248. Notificarea fizică finală poate fi actualizată doar de către OST în rezultatul validării tranzacțiilor pe piața energiei electrice de echilibrare.

249. Valoarea validată (eventual actualizată) a notificării fizice finală este transmisă de OST în termen de 30 de minute de la termenul limită de transmitere a acestora.

TITLUL VI REGULILE PIEȚEI ENERGIEI ELECTRICE DE ECHILIBRARE

Capitolul I PREVEDERI GENERALE

250. Piața energiei electrice de echilibrare este o piață organizată obligatorie în cadrul căreia OST cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții la piața de energie electrică, care exploatează unități de producere și/sau locuri de consum dispecerizabile, în scopul compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și/sau consumului de energie electrică din SE precum și pentru rezolvarea congestiilor interne.

251. Regulile PEE stabilesc cerințele necesare pentru vânzarea și cumpărarea de către OST a energiei electrice de echilibrare în vederea asigurării, prin conducerea operativă, a siguranței funcționării SE, stabilității frecvenței și tensiunii, continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, coordonării schimburilor de energie electrică cu alți OST și soluționarea congestiilor interne din SE prin utilizarea mecanismelor de piață.

[Pct.251 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

252. PEE este creată în conformitate cu cerințele Legii cu privire la energie electrică.

253. Ofertele și tranzacțiile pe PEE se fac la nivel de unitate de producere/loc de consum dispecerizabil.

254. Fiecare participant la PEE care exploatează unități de producere /locuri de consum dispecerizabile este obligat să transmită OST declarația de disponibilitate corespunzătoare fiecărei unități de producere /loc de consum dispecerizabil, în conformitate cu procedurile stabilite de OST.

[Pct.254 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

255. Pentru fiecare participant la piața de energie electrică care exploatează unități de producere este obligatorie ofertarea pe PEE a energiei de echilibrare corespunzătoare puterilor disponibile ale unităților de producere calificate pentru a furniza servicii de sistem, în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice, indiferent dacă acestea au fost declarate ca fiind disponibile sau nu.

[Pct.255 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

256. Pe PEE se tranzacționează energia electrică de echilibrare corespunzătoare:

- 1) procesului de restabilire automată a frecvenței;
- 2) procesului de restabilire manuală a frecvenței;
- 3) procesului de înlocuire a rezervelor.

257. În cazul în care pe PEE nu este disponibilă energie electrică de echilibrare corespunzătoare rezervelor necesare, OST întreprinde acțiuni specifice în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice și a Acordurilor de cooperare semnate cu operatorii de sistem din țările vecine.

[Pct.257 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

258. PEE începe să funcționeze după aprobarea ofertelor fixe și ofertelor zilnice pentru ziua de livrare și se termină la sfârșitul zilei de livrare.

259. Tranzacțiile pe PEE sunt încheiate prin selectarea parțială sau totală a ofertelor pe PEE de către OST.

260. Tranzacțiile încheiate pe PEE stabilesc obligația respectivului participant la PEE de a furniza energia electrică de echilibrare și presta serviciile corespunzătoare către OST, în conformitate cu specificațiile din ofertă și dispozițiile de dispecer emise de către OST. Tranzacțiile vor fi încheiate pentru energia electrică sau serviciul corespunzător efectiv mobilizat la comanda dispecerului pentru fiecare interval de dispecerizare al zilei de livrare.

261. Stabilirea obligațiilor de plată pe PEE se face pe baza tranzacțiilor încheiate pe PEE.

262. OST este partea contractantă pentru fiecare participant la PEE pentru tranzacțiile încheiate pe PEE.

263. Energia electrică de echilibrare se asigură prin:

- 1) creștere de putere, respectiv prin creșterea producției unei unități de producere sau prin reducerea sarcinii unui loc de consum dispecerizabil;
- 2) reducere de putere, respectiv prin reducerea producției unei unități de producere sau creșterea sarcinii unui loc de consum dispecerizabil.

264. Energia electrică de echilibrare tranzacționată pe PEE se livrează fizic în intervalul de dispecerizare a zilei de livrare de o unitate de producere sau un loc de consum dispecerizabil, după caz, în punctul de livrare în care este racordat la SE și în momentele pentru care au fost emise dispozițiile de dispecer de către OST.

265. Consumatorii finali care dețin locuri de consum dispecerizabile au dreptul să oferteze pe PEE puterea maximă disponibilă care poate fi redusă a locului de consum dispecerizabil pe care îl exploatează, indiferent dacă acesta au fost declarate ca fiind disponibile sau nu.

266. Participanții la PEE au obligația să utilizeze piața contractelor bilaterale, PZU și PPZ pentru realizarea echilibrului între obligațiile contractuale și posibilitățile tehnice de producere a energiei electrice astfel încât notificările fizice agregate pe unitățile de producere să fie în strictă concordanță cu obligațiile contractuale.

267. Dacă după aprobarea notificărilor fizice corespunzătoare zilei de livrare, OST constată probabilitatea apariției unor dezechilibre majore între producția și consumul de energie electrică din ziua de livrare la nivel de sistem, datorită aprobării unor notificări fizice în dezechilibru, OST utilizează ofertele fixe și ofertele zilnice validate pe PEE pentru compensarea acestor dezechilibre.

[Pct.267 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

268. OST va rezolva orice dezechilibru major între producția și consumul de energie electrică corespunzător zilei de livrare, în primul rând prin selectarea, în ziua precedentă zilei de livrare, a energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor. În cazul în care acest lucru nu este posibil, OST va rezolva pe cât posibil, asemenea dezechilibre prin selectarea în ziua de livrare, a energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manual a frecvenței și/sau procesului de restabilire automată a frecvenței.

[Pct.268 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

269. Pentru rezolvarea situațiilor de notificare excedentară/deficitară OST va utiliza ordinea de merit economic la oprirea/activarea unităților de producere și va opri/porni unități de producere conform acestei ordini.

270. Ordinea de merit economic la oprire este elaborată în baza prețului MWh la reducere/creștere de putere, stabilind activarea/oprirea unităților de producere sau locurilor de consum dispecerizabile astfel încât să fie minimizate costurile de echilibrare.

271. Actualizarea de către participantul PEE a declarației de disponibilitate ulterior validării ofertelor fixe și ofertelor zilnice implică doar modificarea capacității disponibile fără a influența prețul ofertei.

272. În scopul soluționării dezechilibrelor între producția și consumul de energie electrică OST poate, în colaborare cu operatorii sistemelor de transport din alte țări, să elaboreze proceduri care ar permite utilizarea listelor cu ordine de merit economic comune, folosirea reciprocă a energiei electrice de echilibrare tranzacționate pe PEE prin evitarea acționării unor oferte pe PEE, sau prin intermediul altor mecanisme asemănătoare existente în respectivele țări. Proiectele procedurilor respective se aprobă de către Agenție în condițiile Legii cu privire la energia electrică.

[Pct.272 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

273. Agenția poate stabili prețuri plafon la energia electrică pentru tranzacțiile încheiate pe PEE.

274. Prețurile plafon pentru tranzacțiile încheiate pe PEE vor fi determinate în baza studiului de piață efectuat de Agenție, ținând cont de evoluțiile prețurilor la energia electrică la nivel regional.

275. Proiectul hotărârii de aprobare a prețurilor plafon pentru tranzacțiile încheiate pe PEE este supus consultărilor publice în conformitate cu prevederile [Legii nr.239/2008](#) privind transparența în procesul decizional.

Capitolul II PARTICIPARE

Secțiunea 1

Participanții la piața energiei electrice de echilibrare

276. Toți participanții la piața de energie electrică care exploatează unități de producere calificate pentru a furniza servicii de sistem aferente PEE, în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor

electrice, și consumatorii care dispun de locuri de consum dispecerizabile au obligația să se înscrie ca participanți la PEE, semnând în acest sens contracte pentru participarea la piața de echilibrare cu OST.

[Pct.276 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

277. Prin derogare de la prevederile pct.276, OST poate stabili obligații de participare la PEE pentru procesul de înlocuire a rezervelor și în absența calificării. În acest scop OST transmite o argumentare producătorilor și Agenției. Obligațiile stabilite de OST conform prezentului punct pot fi puse în aplicare doar după obținerea avizului pozitiv al Agenției.

[Pct.278 abrogat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 2 Înregistrarea

279. Pentru a se înscrie ca participanți la PEE conform pct.276, întreprinderea electroenergetică care exploatează unități de producere și furnizorul care și-a asumat responsabilitatea pentru echilibrare pentru locuri de consum dispecerizabile trebuie să depună o cerere scrisă către OST. Cererea va fi însoțită de un formular, de documentația suport relevantă și trebuie să fie semnată de un reprezentant autorizat al întreprinderii electroenergetice.

280. OST elaborează cerințele de înregistrare ca participant la PEE care cuprind conținutul și formatul formularului prevăzut în pct.279, precum și modul de transmitere, verificare, acceptare sau respingere, și le aprobă după consultarea publică și avizarea acesteia de către Agenție.

[Pct.280 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

281. OST elaborează contractul cadru de participare la PEE care trebuie să cuprindă drepturile și obligațiile reciproce ale OST și ale fiecărui participant la PEE. Contractul cadru de participare la PEE este aprobat de către OST după consultarea publică și avizarea acestuia de către Agenție.

282. Înregistrarea unui participant la PEE devine efectivă începând cu data intrării în vigoare a Contractului de participare la PEE.

Secțiunea 3 Suspendarea și revocarea

283. OST suspendă înregistrarea unui participant la PEE în oricare din următoarele cazuri:

- 1) dacă participantul la PEE nu respectă prevederile Contractului de participare la PEE;
- 2) dacă participantul la PEE este găsit în mod repetat vinovat de nerespectarea regulilor aplicabile pentru PEE sau decontare;
- 3) dacă participantul nu mai îndeplinește condițiile privind garanțiile financiare.

284. OST dispune suspendarea înregistrării unui participant la PEE odată cu constatarea condiției prevăzute la pct.283, pentru o perioadă care să nu depășească șase luni, transmițând o notificare participantului la PEE în cauză, cu specificarea motivelor suspendării înregistrării și a datei intrării în vigoare a acesteia.

[Pct.284 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

285. OST revocă înregistrarea unui participant la PEE, transmițând o notificare corespunzătoare cu cel puțin două săptămâni înainte de momentul intrării în vigoare, dacă acesta nu poate dovedi că a înlăturat cauzele care au condus la suspendarea înregistrării în decursul perioadei specificate de OST conform prevederilor pct.283.

[Pct.285 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

286. Înregistrarea unui participant la PEE se revocă din oficiu cu efect imediat, dacă licența respectivului participant la PEE a fost retrasă, caz în care Agenția anunță OST, precum și participantul la PEE în cauză.

Secțiunea 4

Registrul participanților la piața energiei electrice de echilibrare

287. OST duce evidența participanților la PEE care au fost înregistrați de OST în conformitate cu prevederile secțiunii 2, utilizând în acces sens registrul participanților PEE. Registrul PEE trebuie să conțină, pentru fiecare participant la PEE, cel puțin următoarele date:

- 1) denumirea, adresa juridică și datele de contact;
- 2) data și numărul Contractului de participare la PEE;
- 3) codul de identificare pe PEE al participantului la PEE;
- 4) codul EIC;
- 5) numele și date de contact ale persoanelor delegate să acționeze în numele participantului la PEE;
- 6) numele, codul de identificare al PRE și detalii de contact pentru PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru respectivul participant la PEE;
- 7) lista cu toate unitățile de producere și/sau locurile de consum dispecerizabile care sunt exploatate de respectivul participant la PEE;
- 8) parametri tehnici și formule de calcul pentru determinarea valorii măsurate pentru fiecare unitate de producere.

[Pct.287 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.287 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

288. Fiecare participant la PEE are dreptul să consulte informațiile din registrul PEE care îl privesc și să solicite OST corectarea oricărei inexactități constatate.

[Pct.288 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 5

Grup de prestare a serviciilor de echilibrare

289. Un participant la PEE, poate solicita OST acordul privind combinarea unităților de producere ce îi aparțin într-un grup de prestare a serviciilor de echilibrare. Aprobarea de către OST a constituirii unui grup de prestare a serviciilor de echilibrare, implică următoarele:

- 1) participantul la PEE notifică producția fiecărei unități de producere care face parte din grupul de prestare a serviciilor de echilibrare;
- 2) participantul la PEE are dreptul să transfere producția între diferitele unități de producere care fac parte din același grup de prestare a serviciilor de echilibrare, chiar și în timp real cu aprobarea OST;
- 3) deconectarea de la SE a unei unități de producere, dintr-un grup de prestare a serviciilor de echilibrare este tratată în aceleași condiții cu cele corespunzătoare unei unități de producere individuale;
- 4) participantul la PEE transmite pe piața de echilibrare oferte zilnice pentru fiecare unitate de producere care face parte din grupul de prestare a serviciilor de echilibrare;
- 5) ofertele fixe corespunzătoare unităților de producere care fac parte din grupul de prestare a serviciilor de echilibrare se transmit de către participantul la PEE pentru fiecare unitate de producere care face parte din grupul de prestare a serviciilor de echilibrare;
- 6) calculul energiei electrice de echilibrare efectiv livrate și determinarea costurilor corespunzătoare dezechilibrelor de la notificare sunt efectuate individual și sumar pentru întregul grup de prestare a serviciilor de echilibrare.

290. OST elaborează procedura care cuprinde prevederi referitoare la condițiile care trebuie îndeplinite pentru aprobarea de către OST în vederea combinării într-un grup de prestare a serviciilor de echilibrare și o va supune consultării publice. Procedura se aprobă de OST după analiza propunerilor înaintate de participanții pieței energiei electrice și avizarea de către Agenției.

291. OST are dreptul să refuze și/sau să retragă permisiunea pentru constituirea unui grup de prestare a serviciilor de echilibrare dacă acest lucru poate pune în pericol siguranța funcționării sistemului electroenergetic. Fiecare refuz este transmis solicitantului împreună cu justificarea acestuia,

totodată despre refuzul de constituire a unui grup de prestare a serviciilor de echilibrare fiind înștiințată Agenția.

Capitolul III TRANSMITEREA OFERTELOR ZILNICE

Secțiunea 1 Obligația de ofertare

292. Participanții la PEE sunt obligați să transmită oferte zilnice pentru fiecare interval de dispecerizare al fiecărei zile de livrare pentru:

- 1) fiecare unitate de producere pe care o exploatează;
- 2) fiecare loc de consum dispecerizabil pe care îl exploatează.

293. Pentru fiecare participant la PEE este obligatorie ofertarea pe PEE a energiei electrice de echilibrare corespunzătoare puterilor disponibile ale unităților de producere, indiferent dacă acestea au fost declarate ca fiind disponibile sau nu.

294. Fiecare participant la PEE poate depune oferte pe PEE pentru locurile de consum dispecerizabile.

Secțiunea 2 Tipuri de oferte zilnice

295. Ofertele zilnice sunt transmise de către participanții la PEE conform formatului și cerințelor unei procedurii elaborate, consultată public cu părțile interesate și aprobată de către OST. Procedura este aprobată după avizarea acesteia de către Agenție.

296. Participanții la PEE trebuie să transmită oferte zilnice pentru cantitatea de energie electrică de echilibrare pe care o pot produce conform declarației de disponibilitate în fiecare interval de dispecerizare pentru:

- 1) creștere de putere;
- 2) reducere de putere.

297. Fiecare ofertă zilnică poate conține cel mult zece perechi preț-cantitate, pentru fiecare unitate de producere. Prima valoare cuprinsă în oferta zilnică reprezintă puterea minimă la care poate funcționa respectiva unitate de producere, cu asigurarea procesului de stabilizare a frecvenței.

298. În cazul unei unități de producere:

1) toate cantitățile din perechile preț-cantitate din oferta zilnică ce însumează o cantitate totală egală cu producția programată a unității de producere, în concordanță cu notificarea fizică și având cele mai mici prețuri, vor fi considerate perechi preț-cantitate pentru reducere de putere. În cazul în care suma cantităților perechilor cu cele mai mici prețuri nu coincide cu producția programată, ultima pereche va fi divizată în două perechi cu același preț, iar cantitatea primei noi perechi va fi egală cu cantitatea insuficientă producției programate, restul cantității din perechea originală va fi atribuită celei de a doua pereche nou-formată;

2) toate celelalte perechi preț-cantitate din oferta zilnică vor fi considerate perechi preț-cantitate pentru creștere de putere.

299. În cazul unui loc de consum dispecerizabil:

1) prima valoare cuprinsă în oferta zilnică reprezintă consumul minim pe care participantul la PEE dorește să-l mențină și pe care nu vrea să-l facă disponibil ca energie electrică de echilibrare;

2) dintre toate perechile preț-cantitate din oferta zilnică, cele cu prețurile cele mai mici și care însumează o cantitate totală egală cu diferența dintre consumul programat la locul de consum dispecerizabil în concordanță cu notificarea fizică și consumul minim pe care participantul la PEE dorește să-l mențină și pe care nu vrea să-l facă disponibil ca energie electrică de echilibrare, vor fi considerate perechi preț-cantitate pentru creștere de putere;

3) toate celelalte perechi preț-cantitate din oferta zilnică vor fi considerate perechi preț-cantitate pentru reducere de putere.

300. Fiecare pereche preț-cantitate pentru creștere de putere definește prețul unitar pentru energia de echilibrare, la care participantul la PEE dorește să furnizeze creștere de putere, pentru o cantitate care nu depășește cantitatea prevăzută în perechea preț-cantitate respectivă.

301. Fiecare pereche preț-cantitate pentru reducere de putere definește prețul unitar pentru energia de echilibrare, pe care participantul la PEE este dispus să îl plătească atunci când furnizează reducere de putere, pentru o cantitate care nu depășește cantitatea prevăzută în perechea preț-cantitate respectivă.

302. Pentru unitățile de producere eoliene și fotovoltaice, cât și centralele electrice cu termoficare care nu au posibilitatea de funcționare în regim de condensare și pentru care disponibilitatea sursei primare de energie nu poate fi asigurată în mod activ, puterea disponibilă în cadrul PEE va fi cel puțin egală cu valoarea indicată în notificarea fizică.

[Pct.302 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

303. Oferte zilnice vor fi transmise pentru fiecare interval de dispecerizare și pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz.

Secțiunea 3

Transmiterea și modificarea ofertelor zilnice

304. Fiecare participant la PEE transmite oferte zilnice pentru ziua de livrare la OST înainte de ora de închidere a PEE, respectiv până la ora 17:00 a zilei de tranzacționare care precede ziua de livrare. Transmiterea ofertelor zilnice este permisă cu maxim o săptămână înainte de ziua de livrare respectivă.

305. Ofertele zilnice se transmit în format electronic, prin căile de comunicație stabilite de către OST în procedura specificată la pct.295.

306. Oferta zilnică este considerată transmisă la momentul intrării în sistemul PEE. Ora transmiterii este exprimată prin marca de timp.

307. Ofertele zilnice pot fi modificate sau anulate de către participantul la PEE care le-a transmis înainte de ora de închidere a PEE. Modificările sunt marcate temporal și înregistrate în sistemul PEE. Dacă oferta modificată îndeplinește prevederile secțiunii 5, aceasta devine ofertă validată.

Secțiunea 4

Conținutul și formatul ofertelor zilnice

308. Procedura prevăzută la pct.295 stabilește și formatul și conținutul-cadru pentru ofertele zilnice.

309. Ofertele zilnice trebuie să conțină cel puțin următoarele date:

- 1) codul de identificare pe PEE al participantului la piața de energie electrică;
- 2) codul EIC;
- 3) codul de identificare al unității de producere sau al locului de consum dispecerizabil pentru care se face oferta zilnică;
- 4) ziua de livrare, pentru care este valabilă oferta zilnică;
- 5) intervalul de dispecerizare pentru care este valabilă oferta zilnică;
- 6) cel puțin una, dar nu mai mult de zece perechi preț-cantitate consecutive, cu respectarea prevederilor secțiunii 2 privind cantitățile oferite.

310. Prețurile din ofertele zilnice sunt exprimate în monedă națională. Prețurile menționate în perechile preț-cantitate consecutive vor fi constant crescătoare.

Secțiunea 5

Validarea ofertelor zilnice și verificarea finală

311. Validarea ofertelor zilnice este realizată în conformitate cu cerințele procedurii prevăzute la pct.295.

312. Orice ofertă zilnică se validează în mod automat la intrarea în sistemul PEE.

313. Oferta zilnică pentru o unitate de producere sau un loc de consum dispecerizabil se consideră validată de către OST dacă respectă condițiile procedurii prevăzute la pct.295. Oferta invalidată de către

OST se consideră ca fiind netransmisă de respectivul participant la PEE.

314. Imediat după ora de închidere a PEE, OST face verificarea finală a tuturor ofertelor zilnice intrate în sistemul PEE, verificând, pentru fiecare participant la PEE, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

1) participantul la PEE a transmis oferte zilnice pentru toate unitățile de producere disponibile pe care le exploatează;

2) participantul la PEE a transmis oferte zilnice pentru toate locurile de consum dispecerizabile proprii disponibile.

315. În situația în care un participant la PEE nu transmite toate ofertele zilnice până la ora 17:00 a zilei de tranzacționare care precede ziua de livrare, OST determină capacitățile zilnice pentru care lipsesc ofertele. Capacitățile zilnice pentru care lipsesc ofertele se introduc, după cum urmează:

1) ca o singură ofertă cu preț PIP pentru unitățile pentru care nu a fost ofertată capacitatea disponibilă totală (restul disponibil rămas);

2) ca două oferte cu preț PIP (minimum tehnic și restul disponibil rămas) pentru unitățile pentru care nu a fost transmisă nici o ofertă.

Imediat după stabilirea ofertelor zilnice, OST le comunică pentru informare participantului la PEE în cauză.

316. În cazul în care PIP pentru o anumită zi de livrare și un anumit interval de tranzacționare nu este definit OST utilizează în locul PIP următoarea valoare:

1) valoarea medie dintre PIP-ul intervalului de tranzacționare precedent și următor, în cazul în care PIP-ul intervalului de tranzacționare precedent (următor) nu este definit de asemenea, OST va folosi în mod alternativ un al doilea interval de tranzacționare precedent (următor) pentru a determina această valoare medie;

2) în cazul în care PIP-ul celor două intervale de tranzacționare precedente și/sau celor două intervale următoare nu este definit, PIP-ul din ziua lucrătoare precedentă, dacă ziua de livrare este zi lucrătoare, sau ziua precedentă care nu este o zi lucrătoare în restul cazurilor.

[Pct.316 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

317. Ofertele zilnice validate reprezintă angajamente ferme pentru respectivul participant la PEE.

Capitolul IV TRANSMITEREA OFERTELOR FIXE

Secțiunea 1 Obligația de ofertare

318. Fiecare participant la PEE care deține unități de producere trebuie să transmită oferte fixe pentru fiecare dintre unitățile de producere respective, cu excepția unităților de producere pentru care puterea disponibilă este determinată de imposibilitatea de a controla în mod activ disponibilitatea sursei primare de energie, clasificate astfel conform punctului 302.

[Pct.318 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

319. O ofertă fixă va fi determinată pentru perioada în care o unitate de producere este calificată pentru procesul de înlocuire a rezervelor. O ofertă fixă rămâne valabilă până când este înlocuită de o altă ofertă fixă transmisă de participantul la PEE corespunzător în conformitate cu prevederile secțiunii 3.

Secțiunea 2 Tipuri de oferte fixe

320. Fiecare ofertă fixă transmisă de un participant la PEE trebuie să conțină două componente:

1) oferta fixă pentru pornire;

2) oferta fixă pentru menținere în rezervă caldă.

321. Fiecare ofertă fixă pentru pornire precizează prețul pentru care un participant la PEE acceptă

să pornească o unitate de producere care nu este sincronizată cu SE și nu este nici menținută în regim de rezervă caldă.

322. Fiecare ofertă fixă pentru menținere în rezervă caldă precizează prețul pentru care un participant la PEE acceptă să mențină o unitate de producere în regim de rezervă caldă, pe parcursul unui interval de dispecerizare.

Secțiunea 3

Transmiterea și modificarea ofertelor fixe

323. Participanții la PEE pot transmite oferte fixe la OST cu cel puțin o săptămână înainte de prima zi de livrare pentru care se aplică respectivele oferte fixe și numai în timpul orelor de tranzacționare.

324. Ofertele fixe vor fi transmise în format electronic, prin modalitatea stabilită de OST în procedura specificată la pct.295.

325. Oferta fixă este considerată transmisă la momentul intrării în sistemul PEE. Ora transmiterii este exprimată prin marca de timp.

326. Ofertele fixe pot fi oricând modificate sau anulate de către participantul la PEE care le-a transmis înainte de ora de închidere a PEE. Modificările sunt marcate temporar și înregistrate în sistemul PEE. Dacă oferta modificată îndeplinește prevederile secțiunii 5, aceasta devine oferta fixă validată.

Secțiunea 4

Conținutul și formatul ofertelor fixe

327. Procedura prevăzută la pct.295 trebuie să stabilească formatul și conținutul pentru ofertele fixe.

328. Ofertele fixe trebuie să conțină cel puțin următoarele date pentru fiecare participant la PEE:

1) codul de identificare pe PEE;

2) codul de identificare pe PEE al unității de producere la care se referă oferta fixă;

3) prima zi de livrare pentru care se aplică respectiva ofertă fixă;

4) prețul pentru pornire;

5) prețul pentru menținere în rezervă caldă, numai în cazul unei unități de producere calificată să ofere serviciul respectiv.

329. Prețurile din ofertele fixe sunt introduse în monedă națională.

Secțiunea 5

Validarea și verificarea finală a ofertelor fixe

330. Validarea ofertelor fixe este realizată conform cerințelor procedurii prevăzută la pct.295.

331. Ofertele fixe sunt validate/invalidare de OST în mod automat la intrarea în sistemul PEE.

332. Oferta nevalidată de către OST se consideră ca fiind netransmisă de respectivul participant la PEE

333. În fiecare zi de tranzacționare anterioare zilei de livrare, imediat după ora de închidere a PEE, OST efectuează verificarea finală a tuturor ofertelor fixe validate pentru unitățile de producere.

334. OST stabilește ofertele fixe care lipsesc, considerând zero prețul pentru pornire și prețul pentru menținere în rezervă caldă în absența unor oferte fixe validate. Orice ofertă fixă stabilită astfel devine oferta fixă validată pentru respectivul participant la PEE și va fi transmisă acestuia pentru informare de către OST.

335. Stabilirea prețului din oferta fixă pentru pornire la valoarea zero înseamnă disponibilitatea de pornire a respectivei unități de producere la preț zero. Stabilirea prețului din oferta fixă pentru menținere în rezervă caldă la valoarea zero înseamnă că serviciul de menținere în rezervă caldă pentru respectiva unitate nu este disponibil.

336. Ofertele fixe validate reprezintă angajamente ferme pentru participanții la PEE corespunzători.

Capitolul V

PROCEDURI DE SELECTARE

Secțiunea 1

Reguli generale

337. OST elaborează procedura de determinare a energiei electrice disponibile pentru echilibrare și de selectare a energiei electrice de echilibrare în conformitate cu prevederile prezentului Capitol. OST aprobă procedura respectivă după consultarea publică a acesteia și avizarea ei de către Agenție.

338. Imediat după validarea ofertelor fixe și a ofertelor zilnice, OST poate utiliza ofertele validate pentru echilibrarea SE și managementul congestiilor interne la etapa de programare și la etapa de dispecerizare, conform prevederilor Capitolului VI.

339. OST se va asigura că livrarea energiei electrice de echilibrare se încadrează în limitele caracteristicilor tehnice, declarației de disponibilitate și notificărilor fizice pentru unitățile de producere sau locurile de consum dispecerizabile corespunzătoare, după caz, atunci când selectează și utilizează energia electrică de echilibrare, conform procedurii de selectare stabilită la pct.337.

Secțiunea 2

Determinarea energiei electrice de echilibrare necesare

340. Înainte de ora 18:00 a zilei de tranzacționare anterioare zilei de livrare, OST stabilește energia electrică de echilibrare necesară, conform Codului rețelelor electrice. În cazul procesului de restabilire automată a frecvenței, aceasta reprezintă banda minimă pentru restabilirea automată a frecvenței, iar în cazul procesului de restabilirea manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor pentru creștere de putere și reducere de putere, energia electrică de echilibrare necesară este cantitatea minimă de energie electrică de echilibrare care trebuie să fie disponibilă în decursul zilei de livrare, separat pentru fiecare tip de reglaj pentru aducerea notificărilor la nivelul prognozei de consum plus cantitatea de energie electrică corespunzătoare rezervelor contractate de către OST conform prevederilor capitolului III din Titlul VII. OST poate stabili valori diferite ale energiei de echilibrare necesare pentru diverse intervale de dispecerizare și pentru diferite părți ale SE.

341. În scopul menținerii siguranței în funcționare a SE, OST poate modifica valoarea stabilită pentru energia electrică de echilibrare necesară, înainte sau în timpul zilei de livrare.

Secțiunea 3

Determinarea energiei electrice disponibile pentru echilibrare

342. După aprobarea notificărilor fizice conform prevederilor Titlului V, OST calculează energia electrică disponibilă pentru echilibrare, care reprezintă cantitatea totală de energie electrică de echilibrare ce poate fi pusă la dispoziție de o unitate de producere sau de un loc de consum dispecerizabil pentru următoarea zi de livrare, separat pentru:

- 1) fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz;
- 2) fiecare interval de dispecerizare al zilei de livrare respective;
- 3) fiecare tip de energie electrică de echilibrare corespunzătoare unui tip de rezervă;
- 4) creștere de putere și reducere de putere electrică.

343. Atunci când determină energia electrică disponibilă pentru echilibrare, OST trebuie să calculeze valoarea maximă a energiei electrice disponibile pentru echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței. Pentru energia electrică rămasă, OST trebuie să calculeze valoarea maximă a energiei electrice disponibile pentru echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței.

344. Atunci când determină energia electrică disponibilă pentru echilibrare, OST ține cont:

- 1) în cazul unei unități de producere, de declarația de disponibilitate comunicată, cu luarea în considerare a tuturor reducerilor de capacitate, în concordanță cu prevederile Titlului VII și a rezervei pentru stabilizarea frecvenței;
- 2) de notificarea fizică aprobată pentru respectiva unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz;
- 3) de caracteristicile tehnice ale respectivei unități de producere sau locului de consum

dispecerizabil, după caz;

4) în cazul procesului de restabilire manuală a frecvenței, de energia electrică care a fost deja considerată ca parte a energiei electrice disponibile pentru echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței;

5) în cazul procesului de înlocuire a rezervelor, de energia electrică care a fost deja considerată ca parte a energiei electrice disponibile pentru echilibrare corespunzătoare procesului de restabilirea a frecvenței;

6) în cazul unui interval, care include mai multe intervale de dispecerizare, se va ține cont de disponibilitatea energiei electrice de echilibrare determinată în baza notificărilor fizice și declarațiilor de disponibilitate pe întreg intervalul solicitat.

[Pct.344 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.344 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 4

Selectarea benzii de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței

345. Pentru unul sau mai multe intervale de dispecerizare, numite în cadrul prezentei secțiuni – interval solicitat, OST determină ordinea de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, prin combinarea tuturor perechilor preț-cantitate din ofertele zilnice.

346. La stabilirea ordinii de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, OST trebuie să se asigure că:

1) ordinea de merit conține numai perechi preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței provenite din ofertele zilnice validate pentru creștere/scădere de putere, care se aplică pentru intervalul solicitat în cauză. Intervalul solicitat este format din unul sau mai multe intervale de dispecerizare;

2) ordinea de merit conține numai perechi preț-cantitate aferente unităților de producere care au fost calificate pentru restabilirea automată a frecvenței, în conformitate cu Codurilor rețelelor electrice și care sunt disponibile conform declarațiilor de disponibilitate;

3) pentru fiecare unitate de producere, cantitatea agregată din toate perechile preț-cantitate intrate în ordinea de merit nu depășește valoarea rezervei disponibile pentru restabilirea automată a frecvenței la creștere de putere, respectiv la reducere de putere, corespunzătoare respectivei unități de producere; dacă este necesar, perechea preț-cantitate cu prețul cel mai mare, respectiv cel mai mic, dintre toate perechile preț-cantitate, aferente respectivei unități de producere, care fac parte din ordinea de merit, vor fi considerate numai cu o parte din cantitate astfel încât această condiție să fie îndeplinită.

[Pct.346 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

347. Pe baza valorilor stabilite pentru banda necesară corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, OST selectează perechi preț – cantitate din ordinea de merit pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, pentru intervalul de dispecerizare, în conformitate cu următoarele condiții:

1) OST poate selecta mai mult de o singură pereche preț-cantitate;

2) perechile preț-cantitate pot fi selectate parțial din cantitatea ofertată;

3) atunci când selectează perechile preț-cantitate, OST va urmări să minimizeze costul cu energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței pe intervalul solicitat;

4) ordinea de merit, precum și calculul prețului la care se decontează energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței au la bază distribuția marginală, definită ca cea mai mare diferență între cel mai mare preț al perechii preț-cantitate pentru energia de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței la creștere de putere și cel mai mic preț al perechii preț-cantitate pentru energia de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței la reducere de putere pentru aceeași unitate de

producere, care a fost acceptată cu toată cantitatea sau parțial să furnizeze energie de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței;

5) dispoziția de dispecer pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței este dată automat prin intermediul regulatorului centralizat frecvență-putere în raport cu mijlocul benzii de reglaj.

[Pct.347 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

348. Unitățile de producere selectate pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, cu cantitățile respective realizează reglajul de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere în semibanda pozitivă corespunzătoare și reglajul de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere în semibanda negativă corespunzătoare.

349. Perechile preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, selectate total sau parțial în conformitate cu pct.347, stabilesc o obligație fermă a participantului la PEE care a transmis respectiva ofertă zilnică, de a pune la dispoziția OST banda de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței corespunzătoare, în intervalul solicitat.

350. Perechile preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, selectate parțial sau total în conformitate cu pct.347, trebuie să fie înregistrate în sistemul PEE. Pentru fiecare interval de dispecerizare solicitat, OST trebuie să înregistreze cel puțin următoarele date:

- 1) numărul de înregistrare a ofertei zilnice validate și perechea preț-cantitate selectată;
- 2) cantitatea selectată.

351. OST poate decide înlocuirea utilizării energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței cu energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței sau procesului de înlocuire a rezervelor în timpul unei zile de livrare, dacă:

- 1) în acest fel se asigură nivelul corespunzător de calitate a reglajului la nivelul SE;
- 2) se estimează un dezechilibru de producție în SE pentru o perioadă de timp prelungită;
- 3) OST constată o reducere semnificativă a disponibilului rămas din energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței care ar putea pune în pericol siguranța SE;
- 4) conduce la costuri mai mici pe PEE.

[Pct.351 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

352. OST finalizează selectarea perechilor preț-cantitate pentru energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, cu cel puțin jumătate de oră înainte de începutul intervalului solicitat.

353. Cantitățile de energie electrică de echilibrare selectate de către OST pentru a furniza energie de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței nu se utilizează pentru furnizarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței sau procesului de înlocuire a rezervelor pentru același interval de dispecerizare.

Secțiune 5

Selectarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței

354. OST utilizează energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței în cazul în care estimează o necesitate de creștere de putere, respectiv, de reducere de putere sau în cazul, în care consideră necesară înlocuirea utilizării energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței cu energie de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței.

355. OST trebuie să precizeze atunci când a identificat necesitatea utilizării energiei electrice de

echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței în conformitate cu pct.354:

1) intervalul de timp, denumit „interval solicitat” numai în prezenta secțiune, pe durata căruia este necesară utilizarea respectivei energii de echilibrare, excluzând perioada de creștere/reducere și care trebuie:

- a) să înceapă nu mai târziu de 15 minute din momentul în care este emisă dispoziția de dispecer;
- b) să aibă o durată de cel puțin 15 minute;
- c) să se încheie nu mai târziu de sfârșitul intervalului de dispecerizare imediat următor;

2) cantitățile de energie de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței necesare, denumită „reglaj necesar” numai în prezenta secțiune, dacă intervalul solicitat include atât intervalul de dispecerizare curent, cât și cel imediat următor, OST calculează reglajul necesar separat pentru fiecare interval de dispecerizare.

[Pct.355 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

356. OST stabilește ordinea de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, pentru intervalul solicitat, prin combinarea într-o singură ofertă a tuturor perechilor preț-cantitate care sunt disponibile pe parcursul intervalului solicitat, aranjate în ordine crescătoare a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu cel mai mic preț și până la perechea preț-cantitate cu cel mai mare preț ofertat.

[Pct.356 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

357. OST stabilește ordinea de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, pentru intervalul solicitat, prin combinarea într-o singură ofertă a tuturor perechilor preț-cantitate care sunt disponibile pe parcursul intervalului solicitat, sortate în ordinea descrescătoare a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu cel mai mare preț și continuând până la perechea preț-cantitate cu cel mai mic preț ofertat.

358. OST trebuie să se asigure atunci când stabilește ordinea de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței că:

1) ordinea de merit conține numai perechile preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței sau de restabilire manuală a frecvenței din ofertele zilnice validate, care sunt disponibile în intervalul solicitat;

2) ordinea de merit conține numai perechi preț-cantitate corespunzătoare unităților de producere sau locurilor de consum dispecerizabile care au fost calificate pentru restabilirea automată a frecvenței sau pentru restabilirea manuală a frecvenței conform Codului rețelelor electrice;

3) pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, cantitatea agregată a tuturor perechilor preț-cantitate intrate în ordinea de merit, nu depășește cantitatea de energie electrică de echilibrare disponibilă corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, respectiv de reducere de putere la începutul intervalului solicitat, determinată conform prevederilor secțiunii 3 din Capitolul V al prezentului Titlu, dacă este necesar, perechea preț-cantitate cu cel mai mare preț, respectiv cel mai mic preț dintre toate perechile preț-cantitate, aferente respectivei unități de producere sau locului de consum dispecerizabil, care fac parte din ordinea de merit, va fi luată în considerare numai cu o parte din cantitate, astfel, încât această condiție să fie îndeplinită, cu condiția ca această cantitate nu reprezintă minimumul tehnic al unității de producere;

4) pentru fiecare unitate de producere, ordinea de merit cuprinde doar o cantitate agregată a perechilor preț-cantitate, a cărei utilizare respectă orice limitare a producției unei unități de producere care a fost înregistrată ca producție prioritară.

[Pct.358 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

359. OST va selecta perechi preț-cantitate din ordinea de merit pentru furnizarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, respectiv de reducere de putere după determinarea reglajului necesar conform pct.355 și a ordinii de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a

frecvenței de creștere de putere, respectiv de reducere de putere conform pct.358, cu respectarea următoarelor condiții pentru fiecare interval de dispecerizare:

1) cantitatea agregată a tuturor perechilor preț-cantitate selectate trebuie să fie egală cu reglajul necesar;

2) prețul oricărei perechi preț-cantitate acceptate trebuie să fie mai mic în cazul energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, respectiv mai mare în cazul energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere decât prețul oricărei perechi preț-cantitate care face parte din ordinea de merit și care nu a fost selectată, dar respectă condițiile de la subpct.3) și 4);

3) pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz, cantitatea agregată a tuturor perechilor preț-cantitate selectate nu este mai mică decât o anumită limită minimă, stabilită de către OST;

4) pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz, cantitatea agregată a tuturor perechilor preț-cantitate selectate nu depășește o anumită pondere maximă din reglajul necesar, stabilită de către OST;

5) perechile preț-cantitate aferente locurilor de consum dispecerizabile pot fi selectate numai cu întreaga cantitate ofertată;

6) cu condiția respectării prevederilor de la subpct.3) și 4), toate perechile preț-cantitate cu un preț mai mic decât cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate, vor fi selectate cu întreaga cantitate ofertată pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere;

7) cu condiția respectării prevederilor de la subpct.3) și 4), toate perechile preț-cantitate cu un preț mai mare decât cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate selectate, vor fi selectate cu întreaga cantitate ofertată pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere;

8) pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, cu condiția respectării prevederilor de la subpct.3) și 4), pentru toate perechile preț-cantitate, aferente unităților de producere, cu un preț egal cu cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate, numai o cotă S ($0 < S \leq 1$) din cantitatea ofertată va fi selectată, astfel încât să fie respectată condiția:

$$Reg_{nec} = \sum_i Q_{min,i} + S \times \sum_j Q_{max,j}$$

unde:

- Reg_{nec} reprezintă reglajul necesar;

- $Q_{min,i}$ – cantitatea ofertată corespunzătoare perechilor preț-cantitate i cu un preț mai mic decât cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate;

- $Q_{max,j}$ – cantitatea ofertată corespunzătoare perechilor preț-cantitate j cu un preț egal cu cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate;

S – cota selectată a cantității ofertate corespunzătoare perechii preț-cantitate cu cel mai mare preț necesară pentru acoperirea necesarului de energie electrică de echilibrare pentru intervalul solicitat.

9) pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, cu condiția respectării prevederilor de la subpct.3) și 4), pentru toate perechile preț-cantitate, aferente unităților de producere, cu un preț egal cu cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate selectate, numai o cotă S ($0 < S \leq 1$) din cantitatea ofertată va fi selectată, astfel încât să fie respectată condiția:

$$Reg_{nec} = \sum_i Q_{max,i} + S \times \sum_j Q_{min,j}$$

unde:

- Reg_{nec} reprezintă reglajul necesar;
- $Q_{max,i}$ – cantitatea oferată corespunzătoare perechilor preț-cantitate i cu un preț mai mare decât cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate acceptate;
- $Q_{min,j}$ – cantitatea oferată corespunzătoare perechilor preț-cantitate j cu un preț egal cu cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate acceptate (dacă nu este un minim tehnic al unității de producere).
- S – cota selectată a cantității oferate corespunzătoare perechii preț-cantitate cu cel mai mic preț necesară pentru acoperirea necesarului de energie electrică de echilibrare pentru intervalul solicitat.

360. OST decide dacă este necesară aplicarea prevederilor Capitolului VII în cazul în care rezerva necesară este mai mare decât cantitatea de energie electrică de echilibrare disponibilă rezultată din ordinea de merit.

361. OST poate să se abată de la ordinea de merit și să selecteze energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței necesară în conformitate cu prevederile secțiunii 8, dacă o tranzacție ce urmează a fi încheiată conform pct.359 ar determina apariția unei congestii interne.

362. Pentru tranzacțiile stabilite conform pct.359 sunt înregistrate în sistemul PEE cel puțin următoarele date:

- 1) numărul de înregistrare al ofertei zilnice validate și perechea preț-cantitate care a fost selectată;
- 2) intervalul solicitat;
- 3) cantitatea selectată;
- 4) momentul în care a fost selectată respectiva pereche preț-cantitate.

363. În limita posibilităților tehnice, fără a pune în pericol siguranța SE, OST poate decide înlocuirea utilizării energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței cu energie de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor dacă:

- 1) se estimează un deficit/respectiv surplus de producție în SE pentru o perioadă de timp prelungită;
- 2) OST constată o reducere semnificativă a disponibilului rămas din energia de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței care ar putea pune în pericol siguranța SE;
- 3) conduce la costuri mai mici pe PEE.

Secțiunea 6

Selectarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor

364. OST utilizează energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor în cazul în care estimează o necesitate de creștere de putere, respectiv reducere de putere pe durata unuia sau mai multor intervale de dispecerizare, începând nu mai devreme de o oră după încheierea intervalului de dispecerizare curent.

365. OST trebuie să precizeze atunci când a identificat necesitatea utilizării energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor:

- 1) intervalul (intervalele) de dispecerizare, denumit „interval solicitat” numai în prezenta secțiune, pe durata căruia va fi necesară utilizarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere/reducere de putere;
- 2) cantitatea de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere/reducere de putere necesară, denumită „reglaj necesar” numai în prezenta secțiune.

366. Pentru intervalul solicitat, OST determină ordinea de merit pentru energia electrică de

echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor, prin combinarea tuturor perechilor preț-cantitate din ofertele zilnice cu luarea în considerare a ofertelor fixe.

367. La stabilirea ordinii de merit pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor, OST trebuie să se asigure că:

1) ordinea de merit conține numai perechi preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor provenite din ofertele validate pentru creștere/reducere de putere, care se aplică pentru intervalul solicitat în cauză. Intervalul solicitat este format din unul sau mai multe intervale de dispecerizare;

2) ordinea de merit conține numai perechi preț-cantitate aferente unităților de producere care au fost calificate pentru înlocuirea rezervelor, în conformitate cu Codul rețelelor electrice și care sunt disponibile conform declarațiilor de disponibilitate;

3) pentru fiecare unitate de producere, cantitatea agregată din toate perechile preț-cantitate intrate în ordinea de merit nu depășește valoarea rezervei disponibile pentru înlocuirea rezervelor la creștere de putere, respectiv la reducere de putere, corespunzătoare respectivei unități de producere, dacă este necesar, perechea preț-cantitate cu prețul cel mai mare, respectiv cel mai mic, dintre toate perechile preț-cantitate, aferente respectivei unități de producere, care fac parte din ordinea de merit, vor fi considerate numai cu o parte din cantitate astfel încât această condiție să fie îndeplinită.

368. OST selectează perechile preț-cantitate din ordinea de merit pentru furnizarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, respectiv de reducere de putere din ofertele zilnice validate după determinarea cantităților de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor necesare, respectând următoarele condiții:

1) cantitatea agregată a tuturor perechilor preț-cantitate selectate pentru un anumit interval de dispecerizare trebuie să fie egală cu reglajul necesar;

2) OST ia în considerare numai perechile preț-cantitate din ofertele zilnice validate aplicabile intervalului solicitat, care nu au fost selectate anterior;

3) selectarea va avea ca rezultat, pe cât posibil, costurile cele mai mici pe intervalul solicitat;

4) în cadrul aceluiași interval de dispecerizare cantitatea agregată a tuturor perechilor preț-cantitate selectate pentru o singură unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz:

a) nu este mai mică decât nivelul stabilit de OST;

b) nu depășește o anumită pondere maximă din reglajul necesar, stabilită de către OST;

c) nu depășește cantitatea de energie electrică de echilibrare disponibilă corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, respectiv procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere la începutul intervalului solicitat;

d) nu depășește o limitare tehnică sau de alt tip a producției unității de producere sau a locului de consum dispecerizabil, care este rezultatul condițiilor tehnice ale unității de producere sau locului de consum dispecerizabil corespunzător, după caz, sau al oricărui drept sau obligație ca urmare a aplicării prevederilor legale sau de reglementare;

5) perechile preț-cantitate aferente unităților de producere pot fi selectate cu întreaga cantitate ofertată sau numai cu o parte din cantitatea ofertată;

6) perechile preț-cantitate aferente locurilor de consum dispecerizabile precum și perechile preț-cantitate aferente minimelor tehnice pot fi selectate numai cu întreaga cantitate ofertată;

7) cu condiția respectării prevederilor de la subpct.4), 9) și 10), toate perechile preț-cantitate cu un preț mai mic decât cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate, vor fi selectate cu întreaga cantitate ofertată pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, cu condiția respectării prevederilor de la subpct.4), 9) și 10), toate perechile preț-cantitate cu un preț mai mare decât cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate selectate, vor fi selectate cu întreaga cantitate ofertată pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere;

8) cu condiția respectării prevederilor de la subpct.4), 10) și 11), pentru toate perechile preț-cantitate, aferente unităților de producere, cu un preț egal cu cel mai mare preț al unei perechi preț-

cantitate selectate, numai o cotă S ($0 < S \leq 1$) din cantitatea ofertată va fi selectată, astfel încât, să fie respectată condiția:

$$Reg_{nec} = \sum_i Q_{min,i} + S \times \sum_j Q_{max,j}$$

unde:

- Reg_{nec} reprezintă reglajul necesar,
- $Q_{min,i}$ – cantitatea ofertată corespunzătoare perechilor preț-cantitate i cu un preț mai mic decât cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate (dacă nu este un minim tehnic);
- $Q_{max,j}$ – cantitatea ofertată corespunzătoare perechilor preț-cantitate j cu un preț egal cu cel mai mare preț al unei perechi preț-cantitate selectate;
- S – cota selectată a cantității ofertate corespunzătoare perechii preț-cantitate cu cel mai mare preț necesară pentru acoperirea necesarului de energie electrică de echilibrare pentru intervalul solicitat.

9) cu condiția respectării prevederilor de la subpct.4), 10) și 11), pentru toate perechile preț-cantitate, aferente unităților de producere, cu un preț egal cu cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate selectate, numai o cotă S ($0 < S \leq 1$) din cantitatea ofertată va fi selectată, astfel încât să fie respectată condiția:

$$Reg_{nec} = \sum_i Q_{max,i} + S \times \sum_j Q_{min,j}$$

unde:

- Reg_{nec} reprezintă reglajul necesar;
- $Q_{max,i}$ – cantitatea ofertată corespunzătoare perechilor preț-cantitate i cu un preț mai mare – decât cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate selectate;
- $Q_{min,j}$ – cantitatea ofertată corespunzătoare perechilor preț-cantitate j cu un preț egal cu cel mai mic preț al unei perechi preț-cantitate selectate (dacă nu este un minim tehnic);
- S – cota selectată a cantității ofertate corespunzătoare perechii preț-cantitate cu cel mai mic preț necesară pentru acoperirea necesarului de energie electrică de echilibrare pentru intervalul solicitat;

10) doar dacă OST nu a stabilit deja energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței pentru intervalele de dispecerizare cuprinse în intervalul solicitat, selectarea perechilor preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor nu trebuie să reducă energia electrică de echilibrare disponibilă corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței sub cantitatea de energie electrică de echilibrare necesară pentru procesului de restabilire automată a frecvenței din intervalul solicitat;

11) selectarea perechilor preț-cantitate pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor nu trebuie să reducă cantitatea de energie electrică de echilibrare disponibilă corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței sub cantitatea de energie electrică de echilibrare necesară pentru restabilirea manuală a frecvenței din intervalul solicitat.

[Pct.368 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

369. OST ia în considerare și utilizarea serviciilor de pornire și de menținere în rezervă caldă, pentru a minimiza costurile PEE în procesul de înlocuire a rezervelor.

370. OST decide dacă este necesară aplicarea prevederilor Capitolului VII în situația în care reglajul necesar este mai mare decât cantitatea de energie de echilibrare disponibilă corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor sau dacă este imposibilă îndeplinirea condițiilor de la pct.366, subpct.11).

371. Dacă utilizarea uneia sau a mai multor perechi preț-cantitate acceptate în conformitate cu

pct.366 ar determina apariția unei congestii interne OST poate rezolva respectiva congestie în conformitate cu prevederile secțiunii 8.

372. Pentru tranzacțiile stabilite conform pct.366 vor fi înregistrate în sistemul PEE cel puțin următoarele date:

- 1) numărul de înregistrare al ofertei validate respective și perechea preț-cantitate care a fost selectată;
- 2) intervalul solicitat;
- 3) cantitatea selectată;
- 4) momentul la care a fost selectată perechea preț-cantitate.

Secțiunea 7

Utilizarea serviciilor de pornire și de menținere în rezervă caldă

373. OST, prin dispoziție de dispecer, poate să dispună pornirea unităților de producere dacă observă un nivel insuficient sau o scădere importantă a cantității de energie electrică de echilibrare corespunzătoare rezervelor disponibile.

374. Serviciului de pornire poate fi dispus în orice moment, respectând timpul de pornire a unităților de producere.

375. OST, în momentul în care dispune pornirea unei unități de producere precizează:

1) perioada de timp necesară sincronizării cu SE a unității de producere, nivelul dorit de producție de la sfârșitul acestei perioade și cantitatea de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere ce trebuie livrată după aceea;

2) necesitatea ca unitatea de producere să funcționeze în regimul de menținere în rezervă caldă (dacă este posibil) după pornire.

376. O unitate de producere care a primit dispoziție de dispecer să pornească va fi sincronizată cu SE în timpul unei perioade specificate de către OST. În același timp, această dispoziție de dispecer va reprezenta un ordin de livrare a energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere în timpul fiecărui interval de dispecerizare din această perioadă, cu o cantitate egală cu producția reală a unității de producere din timpul intervalului de dispecerizare corespunzător, dar care nu depășește nivelul de producție specificat de către OST.

377. OST, prin dispoziție de dispecer, poate dispune ca o unitate de producere să funcționeze în regimul de menținere în rezervă caldă, pentru a permite o sincronizare rapidă cu SE a unității de producere respective în vederea creșterii rapide a cantităților de energie de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere.

378. Ori de câte ori OST dispune funcționarea unității de producere în regimul de menținere în rezervă caldă trebuie să specifice intervalul de dispecerizare în timpul căruia unitatea de producere va funcționa în regimul de menținere în rezervă caldă.

Secțiunea 8

Abateri de la ordinea de merit în cazul utilizării pieței energiei electrice de echilibrare pentru rezolvarea congestiilor interne

379. OST poate să se abată de la ordinea de merit dacă selectarea energiei electrice de echilibrare conform prevederilor secțiunilor 4-6 ar determina apariția unei congestii interne și să selecteze alte perechi preț-cantitate care:

- 1) să asigure energia electrică de echilibrare necesară;
- 2) să nu ducă la apariția altei congestii interne.

379¹. În cazul în care activarea ofertelor de energie de echilibrare se abate de la ordinea de merit economic, OST include informațiile cu privire la motivele pentru care a avut loc abaterea respectivă.

[Pct.379¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

380. În situația în care OST constată posibilitatea apariției unei congestii interne după validarea ofertelor zilnice și a ofertelor fixe, acesta poate soluționa asemenea situații prin intermediul PEE,

începând din momentul în care se preconizează apariția congestiei interne și pe întreaga perioadă previzionată a acesteia:

1) în cazul în care OST trebuie să selecteze simultan cantități de creștere de putere și de reducere de putere pentru întreaga perioadă a congestiei interne sau pentru intervale în cadrul acesteia, OST va selecta mai întâi energia de echilibrare în conformitate cu prevederile secțiunilor 4-6 cu limitările prevăzute în pct.379;

2) în toate celelalte cazuri sau dacă energia electrică de echilibrare selectată, conform subpct.1) nu este suficientă pentru rezolvarea congestiei interne, OST poate selecta cantități egale de creștere de putere și de reducere de putere în diferite părți ale SE.

381. OST va rezolva orice congestie internă, în măsura în care este posibil, în primul rând prin utilizarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor. În cazul în care acest lucru nu este posibil, OST poate rezolva congestiile interne utilizând energia de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței.

382. Tranzacțiile pe PEE care sunt stabilite prin aplicarea prevederilor prezentei secțiuni vor fi marcate în sistemul PEE ca utilizate pentru managementul congestiilor interne.

Capitolul VI

LIVRAREA ENERGIEI ELECTRICE DE ECHILIBRARE

Secțiunea 1

Dispoziția de dispecer și livrarea energiei electrice de echilibrare

383. După selectarea energiei electrice de echilibrare în conformitate cu prevederile Capitolului V, OST va dispune, prin dispoziție de dispecer, participantului la PEE corespunzător să livreze cantitatea de energie electrică de echilibrare corespunzătoare. Atunci când dispune livrarea energiei electrice de echilibrare OST va preciza participantului la PEE cel puțin următoarele date:

1) identificarea unității de producere sau a locului de consum dispecerizabil, după caz, căruia i s-a dispus să livreze energie electrică de echilibrare;

2) tipul reglajului și cantitatea energiei electrice de echilibrare ce trebuie livrată;

3) perioada în care energia electrică de echilibrare se livrează, incluzând perioada de timp în care energia de echilibrare trebuie să fie complet livrată (perioada de pornire) și perioada de timp la care livrarea energiei electrice de echilibrare poate fi întreruptă (perioada de oprire).

[Pct.383 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

384. OST dispune livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare:

1) procesului de restabilire automată a frecvenței: cu cel puțin 15 minute înaintea începerii intervalului de dispecerizare, în care participantul la PEE va realiza banda de reglaj dispusă și va oferi cantitatea corespunzătoare de energie electrică de echilibrare corespunzătoare ordinului de restabilire automată a frecvenței transmis de regulatorul central;

2) procesului de restabilire manuală a frecvenței: nu mai târziu de 15 minute înainte ca participantul la PEE să înceapă furnizarea completă a cantității de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței;

3) procesului de înlocuire a rezervelor: cu cel puțin o oră înaintea începerii intervalului de dispecerizare, în timpul căruia participantul al PEE va oferi cantitatea de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor.

385. Dispozițiile de dispecer de a livra o anumită cantitate de energie electrică de echilibrare echivalează cu modificarea corespunzătoare a notificării fizice și a poziției nete contractuale a participantului la PEE și stabilesc o obligație fermă pentru participantul la PEE corespunzător de a livra tipul și cantitatea respectivă de energie electrică de echilibrare pentru OST în intervalul de timp solicitat, după cum urmează:

1) în cazul energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, participantul la PEE stabilește limitele reglajului pentru fiecare unitate de producere în timpul

intervalului (intervalelor) de dispecerizare corespunzător (-are), în conformitate cu dispoziția de dispecer comunicată, energia electrică de echilibrare livrată se va realiza prin răspunsul automat al unității de producere respective la semnalele primite de la regulatorul centralizat frecvență-putere al OST în timp real;

2) în cazul restabilirii manuale a frecvenței participantul la PEE livrează energia electrică de echilibrare prin ajustarea producției sau a consumului unei unități de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz, pentru intervalele de dispecerizare corespunzătoare, în conformitate cu dispoziția de dispecer;

3) în cazul procesului de înlocuire a rezervelor, participantul la PEE livrează energia electrică de echilibrare prin ajustarea producției sau a consumului unei unități de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz, pentru intervalele de dispecerizare corespunzătoare, în conformitate cu dispoziția de dispecer;

4) în cazul menținerii în rezervă caldă, participantul la PEE prestează serviciul solicitat prin păstrarea respectivei unități de producere în regimul de menținere în rezervă caldă pentru intervalele de dispecerizare corespunzătoare, în conformitate cu dispoziția de dispecer;

5) în cazul pornirii, participantul la PEE livrează serviciul solicitat prin pornire și sincronizare sau, după caz, prin închiderea temporară, re-pornirea și sincronizarea respectivei unități de producere, în conformitate cu dispoziția de dispecer.

386. OST emite dispozițiile de dispecer pentru livrarea energiei electrice de echilibrare în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice și Regulamentului privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic. Dispozițiile de dispecer se înregistrează de către OST.

[Pct.386 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 2

Stabilirea tranzacțiilor comerciale și a confirmărilor tranzacțiilor

387. OST stabilește tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare care a fost dispusă pentru livrare pe PEE în ziua de livrare și emite confirmarea de tranzacție pentru:

1) fiecare zi de livrare și interval de dispecerizare;

2) fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz;

3) fiecare tip de energie electrică de echilibrare (corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței sau de înlocuirea rezervelor);

4) fiecare pereche preț-cantitate pentru care participantul la PEE livrează energia electrică de echilibrare în conformitate cu prevederile secțiunii 1.

388. Prețul $P_{sec,C}(k)$ aferent fiecărei tranzacții pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere de către unitatea de producere k în intervalul de dispecerizare i al zilei d va fi calculat după cum urmează:

$$p_{sec,C}(k) = \frac{p_{max,sec,C}(k, d, i) + p_{min,sec,R}(k, d, i)}{2} + \frac{Spr_{sec,Marg}(d, i)}{2}$$

unde:

$P_{max,sec,C}(k, d, i)$ – reprezintă cel mai mare preț al oricărei perechi preț-cantitate a unității de producere k ce a fost selectată pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere din intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$P_{min,sec,R}(k, d, i)$ – cel mai mic preț al oricărei perechi preț-cantitate a unității de producere k ce a fost selectată pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere din intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$Spr_{sec,Marg}(d, i)$ – distribuția marginală pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței din intervalul de dispecerizare i al zilei d ,

determinată ca:

$$Spr_{sec,Marg}(d,i) = Max\{p_{max,sec,C}(k,d,i) - p_{min,sec,R}(k,d,i)\} \quad \forall k \in K$$

unde:

K – toate unitățile de producere care au fost selectate pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, în intervalul de dispecerizare i al zilei d .

389. Prețul $P_{sec,R}(k)$ aferent fiecărei tranzacții pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere de către unitatea de producere k în intervalul de dispecerizare i al zilei d va fi calculat după cum urmează:

$$p_{sec,R}(k) = \frac{p_{max,sec,C}(k,d,i) + p_{min,sec,R}(k,d,i)}{2} - \frac{Spr_{sec,Marg}(d,i)}{2},$$

390. Dacă prețul $P_{sec,R}(k)$ aferent fiecărei tranzacții pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere de către unitatea de producere k în intervalul de dispecerizare i al zilei d , determinat conform pct.389 are valoare negativă, acesta se consideră egal cu zero și prețul $P_{sec,C}(k)$ aferent fiecărei tranzacții pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere de către unitatea de producere k în intervalul de dispecerizare i al zilei d se considera egal cu distribuția marginală $Spr_{sec,Marg}(d,i)$ pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței în intervalul de dispecerizare i al zilei d , determinată conform pct.388.

391. Prețul aferent fiecărei tranzacții pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor este egal cu prețul perechii preț-cantitate corespunzătoare, care a fost dispusă de către OST să fie livrată în conformitate cu prevederile secțiunii 1.

392. În cazul energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței, cantitatea aferentă fiecărei tranzacții este egală cu cantitatea de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței dispusă de către OST ca să fie livrată în intervalul de dispecerizare corespunzător în conformitate cu prevederile secțiunii 1.

[Pct.392 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

393. În cazul energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor, cantitatea $Q_{RR,net,i}$ corespunzătoare tranzacției i este egală cu cantitatea netă de energie electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor dispusă de către OST ca să fie livrată din perechea preț – cantitate corespunzătoare, în intervalul de dispecerizare corespunzător. La determinarea cantității nete dispusă a fi livrată pentru o anumită pereche preț – cantitate, OST ia în calcul cantitățile de energie electrică de echilibrare dispuse să fie livrate în perioade de timp diferite din același interval de dispecerizare.

394. În cazul serviciilor pentru pornire și pentru menținere în rezervă caldă OST emite confirmări de tranzacție pentru:

- 1) fiecare zi de livrare;
- 2) fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz;
- 3) fiecare tip de reglaj (corespunzătoare pornirii sau menținerii în rezervă caldă).

395. Prețul fiecărei tranzacții pentru pornire sau menținere în rezervă caldă este egal cu prețul corespunzător din ofertele fixe pentru acest serviciu.

396. Fiecare tranzacție pentru pornire sau pentru menținere în rezervă caldă este pentru livrarea

serviciului corespunzător. În cazul, în care în urma dispoziției de dispecer de sincronizare și creștere de putere, unitatea de producere pentru care s-a dispus menținerea în rezervă caldă nu a demarat creșterea de putere în timpul specificat, serviciul de menținere în rezervă caldă se consideră ca fiind nelivrat.

397. Fiecare confirmare de tranzacție include cel puțin următoarele date:

- 1) codul de identificare pe PEE al participantului la PEE;
- 2) codul de identificare pe PEE al unității de producere sau al locului de consum dispecerizabil, după caz;
- 3) tipul de energie electrică de echilibrare ce trebuie livrată, (corespunzătoare tipului reglajului), respectiv serviciului (pornire sau menținere în rezervă caldă);
- 4) ziua de livrare și perioada de livrare;
- 5) prețul pentru tranzacție;
- 6) cantitatea de energie electrică de echilibrare corespunzătoare tipului de reglaj, determinată în conformitate cu prevederile prezentei secțiuni.

398. OST transmite confirmarea de tranzacții fiecărui participant la PEE înainte de sfârșitul primei zile lucrătoare care urmează zilei de livrare.

399. Confirmarea de tranzacții emisă de către OST în conformitate cu prevederile prezentei secțiuni reprezintă o modificare a notificării fizice și a poziției nete contractuale aprobate pentru respectiva unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz.

Secțiunea 3

Contestații la confirmarea de tranzacții

400. Participanții la PEE au dreptul să conteste conținutul confirmării de tranzacții numai în cazul unor erori rezultate din acțiunile OST.

401. Orice contestație asupra conținutului unei confirmări de tranzacții trebuie să fie transmisă la OST în maxim două zile de tranzacționare după transmiterea de către OST a respectivei confirmări de tranzacții.

402. OST informează participantul la PEE asupra acceptării sau respingerii contestației respective în maxim două zile de tranzacționare după termenul limită specificat la pct.401. În cazul acceptării unei contestații, OST transmite participantului la PEE o confirmare de tranzacții corectată.

403. Dacă, în perioada specificată la pct.401, un participant la PEE nu transmite nici o contestație la confirmările de tranzacții primite, acestea se consideră ca fiind acceptate de respectivul participant la PEE.

404. Dacă în urma contestației se constată că conținutul unei confirmări de tranzacții este eronat, OST corectează și transmite confirmarea de tranzacții corectată înainte de sfârșitul primei zile lucrătoare care urmează zilei transmiterii contestației.

405. Orice contestație transmisă nu exonerează respectivul participant la PEE de îndeplinirea obligațiilor rezultate din tranzacțiile contestate.

Capitolul VII

ASIGURAREA FUNCȚIONALITĂȚII PEE

Secțiunea 1

Instrucțiuni pentru acțiunile de echilibrare în afara pieței energiei electrice de echilibrare

406. În situația în care utilizarea energiei electrice de echilibrare și a serviciilor disponibile pentru OST prin oferte zilnice și fixe nu sunt suficiente pentru siguranța funcționării fiabile a SE, OST ia măsurile necesare, pentru a asigura energie electrică de echilibrare în cadrul SE în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice.

[Pct.406 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

407. În scopul asigurării securității aprovizionării cu energie electrică OST poate semna acorduri cu OST din țările vecine, aprobate de Agenție în condițiile stabilite în Legea cu privire la energia electrică, care să conțină modalități de ajutor în gestionarea situațiilor de urgență pe piața de energie electrică sau în cazul situațiilor de avarie.

[Pct.407 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 2

Proceduri de urgență

408. Procedurile de urgență pe PEE sunt elaborate și supuse consultării publice de OST. Procedurile de urgență sunt aprobate de către OST după avizarea acestora de către Agenție.

409. Procedurile de urgență pentru PEE sunt utilizate de către OPEE, OST și participanții la PEE în cazul apariției uneia din situațiile de urgență, cum ar fi:

- 1) incapacitatea totală sau parțială de funcționare a sistemului PEE utilizat de OST pentru primirea, verificarea, procesarea și selectarea ofertelor pe PEE, precum și de emitere a dispozițiilor de dispecer;
- 2) întreruperea căilor de comunicație ale OST cu participanții la PEE.

TITLUL VII

REGULILE PIEȚEI SERVICIILOR DE SISTEM

Capitolul I

PREVEDERI GENERALE

410. Piața serviciilor de sistem este o piață organizată de energie electrică prin intermediul căreia OST asigură achiziția unei cantități suficiente de servicii de sistem, prin mecanisme nediscriminatorii de piață (licitații pe perioade determinate) și/sau pe baza unor sarcini obligatorii, stabilite în conformitate cu Codurile rețelelor electrice. OST și un furnizor de servicii de sistem calificat încheie contractul de achiziție a serviciilor de sistem pe baza contractului – cadru elaborat și consultat public de OST. Contractul cadru pentru prestarea serviciilor de sistem este aprobat de către OST după avizarea acestuia de către Agenție.

[Pct.410 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

411. Prezentul Titlu creează cadrul legal de stabilire a obligațiilor contractuale ale participanților la PEE în ceea ce privește furnizarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare cantităților contractate de rezerve pentru restabilirea frecvenței. Utilizarea acestor servicii de sistem și obligațiile de plată corespunzătoare se determină conform prevederilor Titlului XII.

412. Obiectivul prezentului Titlu este crearea unui cadru comercial pentru:

- 1) asigurarea unei cantități suficiente de servicii de sistem disponibilă pentru OST;
- 2) achiziționarea într-o manieră transparentă și nediscriminatorie a serviciilor de sistem;
- 3) păstrarea la un nivel minim rezonabil a costurilor pentru achiziționarea serviciilor de sistem.

413. Asigurarea stabilității frecvenței și menținerea disponibilității rezervei pentru stabilizarea frecvenței sunt obligatorii pentru toți producătorii de energie electrică în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice. Rezerva pentru stabilizarea frecvenței este distribuită proporțional puterii instalate a unităților de producere care pot participa în procesul de stabilizare a frecvenței.

[Pct.413 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

414. Furnizorii serviciilor de sistem calificați care au contractat servicii de sistem (rezerve de restabilire a frecvenței) sunt obligați să asigure disponibilitatea pe PEE a capacităților unităților de producere pentru care sunt contractate serviciile de sistem.

415. OST poate încheia direct cu furnizorii serviciilor de sistem calificați contracte pentru achiziția serviciilor de sistem în vederea managementului congestiilor interne, cu luarea în considerare a prevederilor de la secțiunea din Capitolul II, aceste contracte având caracter obligatoriu pentru furnizorii serviciilor de sistem solicitați de OST.

416. OST și furnizorii serviciilor de sistem contractează unitățile de producere în două faze succesive, respectiv:

1) în faza I achiziția serviciilor de sistem de către OST se face prin obligații de serviciu public impuse de Agenție, cu stabilirea prețului maxim și cantităților necesare pentru serviciile de sistem, în baza datelor prezentate de către OST și de către participanții la piața de energie electrică care exploatează unități de producere calificate pentru prestarea serviciilor de sistem;

2) în faza a II-a achiziția serviciilor de sistem de către OST se face prin licitație.

417. În scopul inițierii procedurii de contractare a serviciilor de sistem, OST de comun acord cu potențialii prestatori ai serviciilor de sistem aprobă programul de testare a unităților de producere.

[Pct.417 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

418. Programul de testare al unităților de producere se transmite (pe suport de hârtie sau electronic) spre informare Agenției.

[Pct.418 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

419. OST transmite (pe suport de hârtie sau electronic) Agenției un raport privind testările realizate a unităților de producere.

[Pct.419 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

420. Agenția, în termen de trei luni din momentul primirii raportului decide prin Hotărâre privind lansarea pieței serviciilor de sistem.

[Pct.420 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

421. Agenția decide lansarea fazei I sau direct a fazei a II-a a achiziției serviciilor de sistem separat pentru fiecare serviciu de sistem.

422. Pentru a asigura caracterul nediscriminatoriu și eficiența economică, achiziționarea serviciilor de sistem se realizează prin mecanisme de piață, conform cerințelor prezentului Titlu.

423. Prezentul titlu completează din punct de vedere comercial cadrul tehnic reglementat prin Codurile rețelelor electrice.

[Pct.423 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

424. Serviciile de sistem necesare sunt achiziționate exclusiv de către OST.

425. Cheltuielile OST privind procurarea serviciilor de sistem sunt luate în considerare la examinarea tarifului pentru serviciul de transport al energiei electrice.

Capitolul II

ACHIZIȚIONAREA SERVICIILOR DE SISTEM

Secțiunea 1

Determinarea perioadelor de achiziție și a serviciilor de sistem necesare

426. OST achiziționează serviciile de sistem necesare de la furnizorii serviciilor de sistem calificați, conform cerințelor Codurilor rețelelor electrice.

[Pct.426 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

427. Anterior achiziționării serviciilor de sistem, OST trebuie să:

1) stabilească una sau mai multe perioade de achiziție, pentru fiecare tip de rezervă;

2) determine cantitățile și tipurile necesare de servicii de sistem pentru fiecare interval orar al perioadei de achiziție corespunzătoare, în conformitate cu prevederile Codurilor rețelelor electrice.

[Pct.427 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

428. Perioadele de achiziție pentru serviciile de sistem pot fi perioade de timp continue anuale, trimestriale, lunare precum și alte perioade de timp. O perioadă de achiziție poate fi limitată la zile sau/și intervale de dispecerizare în cadrul perioadei respective, cum ar fi zile lucrătoare, zile nelucrătoare și sărbători legale, ore de zi sau de noapte, ore de vârf sau de gol de sarcină sau alte tipuri de intervale.

429. OST poate stabili perioade diferite de achiziție pentru tipuri diferite de rezerve.

430. Cantitățile necesare de servicii de sistem vor fi supuse licitației pentru întreaga perioadă de achiziție, pentru fiecare tip de rezervă și pentru fiecare interval orar din perioada respectivă.

431. OST publică cantitatea de rezerve necesară a fi achiziționată în perioada de achiziție respectivă și anunță detaliile referitoare la licitație nu mai târziu de:

1) o lună înainte de începerea perioadei de achiziție, în cazul licitațiilor pentru perioade de achiziție de o lună și mai mari de o lună;

2) o săptămână înainte de începerea perioadei de achiziție în cazul licitațiilor pentru perioade de achiziție mai mici de o lună.

Secțiunea 2

Achiziția serviciilor de sistem

432. În faza I OST achiziționează serviciile de sistem conform obligațiilor de serviciu public impuse de Agenție, aprobate în baza datelor prezentate de către OST și de către participanții la piața de energie electrică care exploatează unități de producere calificate pentru prestarea serviciilor de sistem.

433. În faza II OST achiziționează, pentru fiecare perioadă de achiziție, tipul și cantitatea corespunzătoare de rezervă necesară printr-o licitație publică. Participarea la aceste licitații trebuie să fie permisă tuturor furnizorilor de servicii de sistem calificați pentru furnizarea tipului de serviciu tehnologic de sistem respectiv, conform cerințelor Codurilor rețelelor electrice.

[Pct.433 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

434. Furnizorii de servicii de sistem au obligația să ofereze energia electrică aferentă rezervelor contractate cu OST pe PEE. Participantul la PEE nu va include în ofertele zilnice și ofertele fixe transmise pentru capacitatea aferentă rezervelor contractate cu OST componentele de cost acoperite deja prin contractele de prestare a serviciilor de sistem încheiate cu OST.

435. Procesul de achiziție a serviciilor de sistem include, cel puțin, reguli și proceduri privind:

1) ofertarea rezervelor, de către furnizorii de servicii de sistem calificați;

2) acceptarea ofertelor individuale de către OST;

3) obligațiile privind plățile OST pentru ofertele acceptate ale furnizorilor serviciilor de sistem calificați.

436. Procesul de achiziție a serviciilor de sistem trebuie să permită transmiterea de oferte pentru unități de producere sau locuri de consum dispecerizabile.

[Pct.436 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.436 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

437. Toți furnizorii de servicii de sistem calificați sunt în drept să transmită oferte la licitațiile organizate de OST, în limitele cantității disponibile, stabilită în procesul de calificare.

[Pct.437 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

438. Înaintea începerii licitației, OST poate impune un preț maxim de ofertare. Acest preț este determinat de OST, dar nu este făcut cunoscut furnizorilor de servicii de sistem calificați sau altor părți. În acest caz prețurile ofertelor care depășesc prețul maxim de ofertare sunt considerate nerezonabile.

439. În cazul în care oferta agregată a rezervelor este mai mare decât cantitatea determinată de OST pentru achiziția prin această licitație, OST acceptă ofertele în ordinea crescătoare a prețurilor ofertate.

440. În cazul în care tuturor ofertelor sunt nerezonabile, prin comparație cu prețul maxim de ofertare stabilit conform pct.438, OST anulează întreaga licitație cu notificarea Agenției.

441. În cazul în care oferta agregată a furnizorilor de servicii de sistem calificați nu acoperă necesarul de rezerve, corespunzător unei licitații, OST poate decide următoarele:

1) validarea ofertelor transmise pentru această licitație și achiziționarea diferenței până la cantitatea necesară în alte sesiuni de licitație;

2) informarea tuturor furnizorilor de servicii de sistem calificați despre neacoperirea necesarului de rezervă și organizarea unei noi licitații;

3) repetarea licitației și solicitarea furnizorilor de servicii de sistem calificați privind ofertarea unor cantități suplimentare, în limita posibilităților tehnice ale acestora, independent de contractele de vânzare a energiei electrice pe care respectivii furnizori de servicii de sistem calificați le-au încheiat pe piața de energie electrică, în acest caz, solicitarea OST are caracter obligatoriu pentru toți furnizorii de servicii de sistem calificați;

4) în cazul în care nu este timp suficient pentru o nouă licitație – validarea exclusivă a ofertelor cu prețuri considerate rezonabile și adresarea unei solicitări către Agenție de a impune obligații de serviciu public pentru acoperirea deficitului rămas.

442. Independent de decizia OST referitoare la măsurile care sunt aplicate în cazul constatării unor prețuri ale ofertelor nerezonabil de mari, atât OST cât și Agenția sunt îndreptățite să documenteze asemenea cazuri și să procedeze în conformitate cu prevederile Capitolului II din Titlul XIV.

443. OST monitorizează comportamentul la licitații al furnizorilor de servicii de sistem calificați situați într-o zonă afectată de congestii. În cazul în care OST constată că unii furnizori de servicii de sistem solicită prețuri semnificativ diferite în cazul unei congestii interne față de prețurile solicitate de acei furnizori de servicii de sistem în condiții similare, dar în absența unei congestii interne, OST transmite această constatare către Agenție.

Secțiunea 3

Contractare bilaterală directă pentru achiziția serviciilor de sistem în vederea managementului congestiilor interne

444. OST poate contracta bilateral direct rezerve, pentru managementul congestiilor interne, cu unul sau mai mulți furnizori de servicii de sistem calificați, dar numai în cazul în care are nevoie de rezervele corespunzătoare într-o anumită regiune a SE unde sunt întrunite concomitent condițiile următoare:

1) OST anticipează că între regiunea respectivă a SE și restul SE pot apărea congestii interne în mod regulat;

2) congestiile interne pot fi rezolvate doar utilizând cantitățile de rezerve contractate prin contracte bilaterale;

3) există doar un singur furnizor de servicii de sistem calificat, care poate furniza rezerve în respectiva parte a SE.

445. Contractele bilaterale sunt încheiate pe perioade de timp determinate.

446. Contractele bilaterale directe se vor încheia după obținerea avizului Agenției. În vederea obținerii acestuia, OST va argumenta în scris Agenției că sunt îndeplinite concomitent condițiile din pct.444. În cazul în care OST nu ajunge la un acord amiabil cu furnizorul de serviciu de sistem calificat respectiv, Agenția va impune o obligație de serviciu public.

Capitolul III

COMPENSAREA FLUXURILOR TEHNOLOGICE DE ENERGIE ELECTRICĂ

447. În cazul în care conform obligațiilor internaționale asumate și/sau acordurilor bilaterale cu OST din alte țări, OST este obligat să compenseze fluxurile tehnologice de energie electrică, OST achiziționează sau vinde, după caz, energia electrică necesară prin:

1) intermediul PZU, energia electrică pe care acesta o are de returnat sau urmează să i se

returneze (în baza acordurilor încheiate cu alți operatori de sistem), pe baza unui program stabilit anterior orei până la care se pot transmite oferte de cumpărare, respectiv de vânzare pe PZU;

2) intermediul PEE, în cazul în care nu este îndeplinită condiția prevăzută la subpct.1).

448. OST determină cantitatea de energie electrică necesară pentru compensarea fluxurilor tehnologice de energie electrică desfășurate conform obligațiilor internaționale asumate și/sau acordurilor bilaterale cu OST din alte țări, conform prevederilor Capitolului IV din Titlul X.

449. În cazul în care conform obligațiilor internaționale asumate și/sau acordurilor bilaterale cu OST din alte țări OST este obligat să compenseze fluxurile tehnologice de energie electrică, prin mijloace financiare, acestea sunt luate în considerare în cadrul soluționării dezechilibrelor.

TITLUL VIII RESPONSABILITATEA PENTRU ECHILIBRARE

Capitolul I DOMENIUL DE APLICARE

450. În scopul asigurării echilibrului între producere, import, export și consum de energie electrică, participanții la piața energiei electrice sunt obligați să își asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor pe care le generează în rețelele electrice. În acest sens, participanții la piața energiei electrice se consideră părți responsabile pentru echilibrare.

451. Conceptul responsabilității pentru echilibrare impune o responsabilizare financiară pentru dezechilibrele dintre producția, consumul și schimburile planificate de energie electrică și cele efective, permițând totodată participanților la piața angro de energie electrică să își atenueze impactul financiar cauzat de dezechilibre formând grupuri de echilibrare.

452. Responsabilitatea pentru echilibrare revine fiecărui participant la piața de energie electrică pentru:

1) asigurarea echilibrului între producția măsurată, achizițiile programate și importurile de energie electrică, pe de o parte și consumul măsurat, vânzările programate și exporturile de energie electrică, pe de altă parte, pentru ansamblul punctelor de racordare pentru care participantul la piața de energie electrică și-a asumat responsabilitatea de echilibrare și pentru totalitatea tranzacțiilor, la nivel de interval de dispecerizare;

2) asumarea responsabilității financiare față de OST pentru toate dezechilibrele fizice care apar ca urmare a diferențelor între producția măsurată, achizițiile programate și importurile de energie electrică, pe de o parte, și consumul măsurat, vânzările programate și exporturile de energie electrică, pe de altă parte, pentru ansamblul punctelor de racordare pentru care participantul la piața de energie electrică și-a asumat responsabilitatea de echilibrare și totalitatea tranzacțiilor, la nivel de interval de dispecerizare.

453. Conceptul de responsabilitate pentru echilibrare și stabilirea PRE asigură:

1) efectuarea tranzacțiilor cu energie electrică pe piața angro de energie electrică într-un mod reglementat;

2) asigurarea balanței energiei electrice a SE;

3) separarea tranzacțiilor financiare de cele fizice;

4) o decontare corectă a tranzacțiilor cu energie electrică pe piața angro de energie electrică.

454. Prezentul titlu stabilește regulile referitoare la:

1) asumarea responsabilității pentru echilibrare de către participanții la piața angro de energie electrică;

2) înregistrarea PRE în registrul pentru evidența PRE de către OST;

3) drepturile și obligațiile PRE;

4) atribuirea punctelor de racordare în responsabilitatea unei PRE.

455. Prevederile prezentului titlu se aplică tuturor participanților la piața angro de energie electrică și anume:

1) producătorilor de energie electrică;

- 2) furnizorilor;
- 3) OPEE;
- 4) OST;
- 5) OSD;
- 6) alte părți ce activează pe piața angro de energie electrică.

Capitolul II OBLIGAȚII PRIVIND ECHILIBRAREA

Secțiunea 1

Obligativitatea asumării responsabilității pentru echilibrare

456. Fiecare participant la piața de energie electrică asupra căruia se aplică prevederile prezentului Titlu trebuie să-și asume responsabilitatea pentru echilibrare pentru întreaga sa producție, achiziție, import, consum, vânzare sau export de energie electrică, prin semnarea contractului de echilibrare cu OST și înregistrarea în calitate de PRE.

457. Fiecare unitate de producere sau punct de racordare al instalațiilor deținut de un consumator de energie electrică este alocat unei singure PRE, conform prevederilor Capitolului III.

458. Numai participanții la piața de energie electrică care au semnat contracte de echilibrare cu OST au dreptul să se angajeze în tranzacții pe piața angro de energie electrică.

459. Punctele de racordare a instalațiilor deținute de un participant pe piața angro pot fi atribuite mai multor grupuri de echilibrare cu condiția atribuirii fiecărui punct de racordare doar unui singur grup de echilibrare.

460. PRE își asumă responsabilitatea pentru echilibrare și pentru exportul și importul declarat de energie electrică.

Secțiunea 2

Responsabilitatea echilibrării pentru operatorul pieței energiei electrice

461. OPEE își asumă responsabilitatea echilibrării pentru fiecare tranzacție comercială în care este parte pe PZU, respectiv PPZ.

[Pct.461 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

462. OPEE nu are dreptul să-și asume responsabilitatea echilibrării pentru:

- 1) niciun punct de racordare;
- 2) nici un participant la PZU și PPZ.

Secțiunea 3

Responsabilitatea echilibrării pentru operatorii de sistem

463. OST își asumă responsabilitatea echilibrării pentru:

- 1) fluxul tehnologic de energie electrică;
- 2) consumul propriu tehnologic și pierderile de energie electrică în rețeaua electrică de transport.

464. OST nu are dreptul să transfere responsabilitatea echilibrării conform pct.463 către niciun alt participant la piața de energie electrică.

465. Fiecare operator al sistemului de distribuție își asumă responsabilitatea echilibrării pentru consumul tehnologic și pierderile de energie electrică în rețeaua electrică de distribuție proprie.

Capitolul III PĂRȚILE RESPONSABILE PENTRU ECHILIBRARE

Secțiunea 1

Drepturile și obligațiile PRE

466. Toți participanții la piața de energie electrică sunt obligați să planifice producția și achizițiile, inclusiv importul declarat de energie electrică, pentru fiecare interval de dispecerizare al fiecărei zile de livrare, în așa fel, încât să corespundă consumurilor anticipate și vânzărilor, inclusiv exportul declarat de energie electrică.

467. Toți participanții la piața de energie electrică sunt obligați să fie înregistrați la OST în calitate de PRE și să transmită notificări fizice conform prevederilor Titlului V.

468. Fiecare participant la piața de energie electrică își asumă responsabilitatea financiară față de OST pentru suma dezechilibrelor aferente producției, achiziției, importului declarat, consumului, vânzărilor și exportului declarat de energie electrică. Dezechilibrele sunt calculate conform prevederilor Capitolului III din Titlul X și decontate conform prevederilor Capitolului VI din Titlul XII.

469. Fiecare PRE menține în funcțiune sistemele de comunicație necesare pentru transmiterea notificărilor fizice, precum și pentru recepționarea notificărilor OST conform prevederilor Titlului V.

470. Fiecare PRE nominalizează cel puțin o persoană de contact care să acționeze în numele său și care să țină legătura cu OST pe parcursul fiecărei zile de tranzacționare, începând cu ora 12:00 și până la sfârșitul orelor de tranzacționare.

471. Fiecare PRE este obligată să furnizeze garanții financiare conform prevederilor Capitolului III din Titlul XII. Fiecare PRE sau responsabilul grupului de echilibrare depun la OST garanții financiare pentru acoperirea ultimului a riscurilor de neplată de către acesta a dezechilibrelor create în rețeaua electrică, conform unei proceduri elaborate de OST, consultate public și avizate de ANRE.

[Pct.471 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

472. Drepturile și obligațiile unei PRE și ale OST sunt stabilite în Contractul de echilibrare.

Secțiunea 2

Înregistrarea PRE

473. În vederea înregistrării ca PRE, participantul la piața de energie electrică trebuie să transmită o cerere scrisă către OST. Cererea va include un formular completat corespunzător, fiind însoțită de documentația de suport relevantă semnată de reprezentantul autorizat al participantului la piața de energie electrică.

[Pct.473 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

474. Cerințele privind înregistrarea în calitate de PRE, care cuprinde conținutul și formatul formularului care trebuie să fie completat de participantul la piața de energie electrică, precum și modul de transmitere, verificare, acceptare sau respingere a solicitării de înregistrare ca PRE este elaborată de OST. OST aprobă cerințele privind înregistrarea în calitate de PRE după consultarea publică și avizarea acestora de către Agenție.

475. OST elaborează conținutul Contractului cadru de echilibrare care trebuie să cuprindă drepturile și obligațiile reciproce ale OST și ale fiecărei PRE și îl supune consultării publice. Contractul cadru de echilibrare se aprobă de OST după avizarea acestuia de către Agenție.

476. Înregistrarea unei PRE devine efectivă începând cu data intrării în vigoare a Contractului de echilibrare.

477. Înregistrarea ca PRE a unui participant la piața de energie electrică este obligatorie și în cazul asumării responsabilității de echilibrare de către un responsabil al grupului de echilibrare, în urma semnării unui acord în acest sens.

Secțiunea 3

Retragerea și revocarea părților responsabile pentru echilibrare

478. Dacă un participant la piața de energie electrică nu mai dorește să activeze în calitate de PRE, acesta transmite la OST o solicitare de retragere scrisă. Condițiile de retragere vor fi elaborate de OST și incluse în contractul de echilibrare.

479. OST revocă înregistrarea unei PRE, în oricare din următoarele cazuri:

- 1) garanțiile financiare furnizate de participantul la piața de energie electrică înregistrat ca PRE sunt mai mici decât valoarea stabilită pentru respectiva PRE;
- 2) OST este informat de falimentul sau lichidarea participantului la piața de energie electrică;
- 3) licența respectivului titular de licență a fost retrasă de către Agenție;
- 4) în cazul înregistrării unor dezechilibre majore, frecvente și de lungă durată ale respectivei PRE, definite în conformitate cu prevederile contractului de echilibrare;
- 5) în cazul în care PRE nu își îndeplinește obligațiile de plată în raport cu OST.

[Pct.479 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

480. În cazul în care OST decide anularea înregistrării ca PRE a unui participant la piața de energie electrică, la solicitarea acestuia de retragere sau conform prevederilor pct.479 OST trebuie:

- 1) să informeze imediat participantul la piața de energie electrică înregistrat ca PRE și pe toți participanții la piața de energie electrică atribuiți respectivei PRE;
- 2) să notifice anularea înregistrării respectivei PRE operatorului pieței energiei electrice și OSD relevant;
- 3) să deruleze procedurile de anulare a înregistrării respectivei PRE în registrul pentru evidența PRE;
- 4) să publice pe pagina web oficială a OST lista PRE cărora le-a fost anulată înregistrarea ca PRE și data anulării.

[Pct.480 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

481. Dacă înregistrarea ca PRE a unui participant la piața de energie electrică a fost revocată în temeiul prevederilor pct.479, subpct.3), revocarea va avea efect din momentul intrării în vigoare a Hotărârii de retragere a licenței. În toate celelalte cazuri, înregistrarea ca PRE a unui participant la piața de energie electrică poate fi anulată numai în prima zi a primei luni calendaristice care urmează datei deciziei de revocare.

Secțiunea 4

Transferul responsabilității pentru echilibrare

482. Părțile responsabile pentru echilibrare, pot forma grupuri de echilibrare, în cadrul cărora o singură entitate să își asume responsabilitatea de echilibrare pentru un grup de participanți înregistrați. Grupurile de echilibrare sunt constituite prin semnarea acordurilor privind formarea grupurilor de echilibrare. Acordurile privind formarea grupurilor de echilibrare sunt transmise spre înregistrare la OST. Responsabilul grupului de echilibrare trebuie să fie înregistrat ca PRE și îndeplinește toate funcțiile și are toate obligațiile atribuite unei PRE, inclusiv aferente notificărilor fizice și dezechilibrelor.

[Pct.482 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

483. Participantul pieței energiei electrice care dorește să-și transfere responsabilitatea pentru echilibrare, numit în această secțiune „parte transferată” și acea PRE care dorește să-și asume responsabilitatea echilibrării pentru el, numită în această secțiune „PRE solicitantă”, trebuie să transmită către OST, individual, câte o solicitare în scris de transfer și corespunzător de asumare a responsabilității pentru echilibrare.

[Pct.483 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

484. Procedura privind transferul responsabilității echilibrării care cuprinde condițiile care trebuie îndeplinite în vederea formării grupului de echilibrare, conținutul și formatul-cadru pentru solicitarea de transfer al responsabilității echilibrării, precum și modul de transmitere, verificare și acceptare a acestei solicitări este elaborată și supusă consultării publice de OST și avizată de către Agenție. Procedura respectivă este aprobată de către OST după avizarea acesteia de către Agenție. Procedura va conține criteriile și termenele de acceptare a cererilor de transfer al responsabilității echilibrării, inclusiv care vor include cel puțin următoarele:

- partea solicitantă nu a transferat responsabilitatea pentru echilibrare către altă PRE;
- partea transferată și PRE solicitantă execută integral prevederile contractelor încheiate cu OST, inclusiv cele privind obligațiile de plată.

[Pct.484 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

485. După primirea unei solicitări de transfer al responsabilității echilibrării, OST trebuie să stabilească garanțiile financiare care trebuie asigurate de PRE la care era alocată partea transferantă și să informeze participanții pieței energiei electrice implicați.

486. Constituirea unui grup de echilibrare, implică următoarele:

1) responsabilul grupului de echilibrare notifică producția, respectiv consumul de energie electrică planificate ale fiecărei unități de producere, respectiv, loc de consum aferent fiecărei părți responsabile pentru echilibrare, care face parte din grupul de echilibrare;

2) responsabilul grupului de echilibrare are dreptul să transfere producția sau consumul între diferite unități de producere sau locuri de consum care fac parte din același grup de echilibrare, chiar și în timp real cu aprobarea OST;

3) deconectarea de la SE a unei unități de producere sau a unui loc de consum, după caz, dintr-un grup de echilibrare este tratată în aceleași condiții cu cele corespunzătoare unei unități de producere sau loc de consum individual;

4) părțile responsabile pentru echilibrare transmit pe piața de echilibrare oferte zilnice pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil care face parte din grupul de echilibrare;

5) ofertele fixe corespunzătoare unităților de producere sau locurilor de consum dispecerizabile, care fac parte din grupul de echilibrare, se transmit de către părțile responsabile pentru echilibrare pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabile care face parte din grupul de echilibrare respectiv;

6) calculul energiei electrice de echilibrare efectiv livrate este efectuat individual pentru fiecare parte responsabilă pentru echilibrare și sumar pentru întregul grup de echilibrare;

7) determinarea dezechilibrelor grupului de echilibrare este efectuată sumar pentru întregul grup de echilibrare și se atribuie responsabilului grupului responsabil de echilibrare.

487. După validarea unei solicitări de transfer al responsabilității pentru echilibrare, OST trebuie:

1) să informeze imediat partea transferantă, PRE solicitantă și, după caz, operatorul sistemului de distribuție;

2) să notifice transferul responsabilității echilibrării și cuantumul garanției financiare către PRE la care era alocată partea transferantă;

3) să înregistreze transferul responsabilității echilibrării în registrul pentru evidența PRE.

488. Responsabilul grupului de echilibrare suportă costurile corespunzătoare dezechilibrelor sumare cauzate de membrii grupului de echilibrare. Distribuirea costurilor dezechilibrelor corespunzătoare dezechilibrelor în cadrul grupului de echilibrare este realizată de responsabilul grupului de echilibrare conform acordurilor încheiate de PRE care constituie grupul de echilibrare.

488¹. Pentru distribuirea costurilor dezechilibrelor în cadrul grupului de echilibrare, participanții pieței energiei electrice pot aplica Algoritmii de alocare a costurilor și veniturilor între membrii grupului de echilibrare expus în Anexa 3.

[Pct.488¹ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

489. OSD, furnizorul serviciului universal și furnizorul de ultimă opțiune poate să transfere responsabilitatea echilibrării unui responsabil al grupului de echilibrare numai după avizarea Agenției. La solicitarea avizului, titularul de licență și respectivul responsabil al grupului de echilibrare transmite Agenției algoritmul de calcul privind distribuirea costurilor sau veniturilor rezultate în urma dezechilibrului sumar al grupului de echilibrare între dezechilibrul corespunzător consumului propriu tehnologic și dezechilibrul corespunzător cantității de energie electrică necesară a fi livrată pentru asigurarea consumului consumatorilor finali de energie electrică pentru care titularii de licență din grupul de echilibrare și-au asumat responsabilitatea echilibrării.

489¹. La solicitarea oricărui membru al grupului de echilibrare, responsabilul grupului de echilibrare are obligația prezentării necondiționate, a informațiilor privind rezultatele individuale aferente participării membrului respectiv în grupul de echilibrare, precum și a informațiilor privind rezultatele grupului de echilibrare per ansamblu.

[Pct.489¹ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

490. Prin derogare de la prevederile pct.488 FCEE redistribuie costurile sumare corespunzătoare dezechilibrelor provocate de centralele electrice eligibile și centralele electrice de termoficare urbane proporțional dezechilibrelor individuale a fiecărei părți responsabile pentru echilibrare din cadrul grupului de echilibrare.

Secțiunea 5

Registrul pentru evidența PRE

491. OST întocmește și actualizează un registru pentru evidența PRE.

492. Datele corespunzătoare PRE vor fi înregistrate în registrul pentru evidența PRE. Acesta conține, cel puțin următoarele date pentru fiecare PRE:

1) numele, adresa juridică și detaliile de contact ale participantului la piața de energie electrică care s-a înregistrat ca PRE;

2) data și numărul de înregistrare al contractului de echilibrare;

3) codul de identificare al punctului (-elor) de racordare pentru care și-a asumat responsabilitatea echilibrării;

4) codul de identificare al PRE;

5) codul EIC;

6) numele și datele de contact ale tuturor persoanelor împuternicite să acționeze în numele participantului la piață respectiv;

7) datele de identificare ale PRE către care și-a transferat responsabilitatea echilibrării, dacă este cazul, și data transferului;

8) datele de identificare ale PRE-urilor pentru care și-a asumat responsabilitatea echilibrării, dacă este cazul, și data fiecăruia din aceste transferuri;

9) data intrării în vigoare a înregistrării în calitate de PRE.

[Pct.492 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

493. Fiecare PRE are dreptul să consulte informațiile care o privesc din registrul pentru evidența PRE și să solicite corectarea oricărei inexactități constatate.

494. OST are obligația să pună la dispoziția OPEE (cu cel puțin 2 zile lucrătoare anterior zilei de tranzacționare) și operatorilor sistemelor de distribuție informațiile conținute în registrul pentru evidența PRE.

[Pct.494 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

495. OST informează imediat operatorii sistemelor de distribuție și OPEE despre orice modificări efectuate în registrul pentru evidența PRE.

496. OST informează Agenția despre înregistrarea unei PRE noi sau despre anularea înregistrării unei PRE existente.

Secțiunea 6

Sistemul de informații privind prestarea serviciului de transport și de distribuție a energiei electrice

497. Fiecare operator de sistem întocmește și actualizează un sistem de informații privind prestarea serviciului de transport sau de distribuție pentru teritoriul specificat în licență.

498. Sistemul de informații privind prestarea serviciului de transport sau de distribuție al fiecărui operator de sistem conține cel puțin următoarele date pentru fiecare punct de racordare al instalației de

utilizare a unui consumator final sau unitate de producere a producătorului de energie electrică din teritoriul specificat în licență:

- 1) numărul de identificare unic sau codul de identificare al punctului de racordare;
- 2) puterea avizată și puterea contractată a punctului de racordare;
- 3) numele și detaliile de contact ale consumatorului sau producătorului de energie electrică, după caz, care deține respectivul punct de racordare;
- 4) în cazul consumatorilor finali, denumirea și detaliile furnizorului responsabil cu echilibrarea locului de consum respectiv;
- 5) furnizorul (-ii) care furnizează locului de consum cu care este semnat contractul de transport sau contractul de distribuție corespunzător, după caz;
- 6) codul de identificare a PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru respectivul utilizator de sistem.

499. Fiecare furnizor sau producător de energie electrică are dreptul să consulte informațiile din sistemul de informații privind prestarea serviciului de transport sau de distribuție și să solicite corectarea oricărei inexactități constatate.

TITLUL IX COLECTAREA ȘI VALIDAREA DATELOR MĂSURATE

Capitolul I DOMENIUL DE APLICARE

500. Obiectivul prezentului titlu este crearea unui cadru de reglementare pentru colectarea validarea și agregarea datelor necesare pentru decontarea cantităților tranzacționate pe piața angro de energie electrică, incluzând schimburile bilaterale, PEE, dezechilibrele, serviciile de sistem și orice alte servicii și taxe aplicabile.

501. Prezentul titlu completează din punct de vedere comercial cerințele Regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale, aprobat de Agenție.

502. Prezentul titlu se referă la:

- 1) cerințele legate de măsurare și comunicare, suplimentare față de prevederile Regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale;
- 2) înregistrarea valorilor măsurate;
- 3) colectarea, verificarea și validarea valorilor măsurate;
- 4) agregarea valorilor măsurate validate;
- 5) comunicarea valorilor măsurate.

503. Decontarea pe piața angro de energie electrică se bazează pe intervale de dispecerizare și intervale de tranzacționare, necesitând utilizarea echipamentelor de măsurare corespunzătoare. Pentru cazurile în care nu se justifică economic utilizarea echipamentelor de măsurare pe interval, se utilizează cerințele prezentelor Reguli.

504. Referirile la termenii „măsurat”, „măsurare” și orice alți termeni asociați se consideră ca fiind exclusiv atribuite pentru echipamentele de măsurare, sistemele informatice și procedurile folosite pentru decontare pe piața angro de energie electrică în conformitate cu prezentele Reguli. Prezentele reguli nu se aplică pentru echipamentele și sistemele de măsurare utilizate numai în scop operațional sau tehnic.

Capitolul II CERINȚE LEGATE DE MĂSURARE ȘI COMUNICARE

505. Regulile de ordin tehnic și condițiile care se aplică în privința echipamentelor de măsurare și sistemelor informatice corespunzătoare pentru citirea, procesarea, transmiterea și stocarea valorilor măsurate și pentru instalarea, deținerea, întreținerea și citirea indicațiilor echipamentelor de măsurare sunt stabilite prin Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale.

506. Punctele de măsurare trebuie echipate cu echipamente de măsurare care corespund cerințelor Regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale.

507. Următoarele puncte de măsurare sunt definite ca puncte de măsurare în scopuri comerciale și trebuie echipate cu echipamente de măsurare comerciale:

1) fiecare punct de racordare a instalației unui consumator final și fiecare unitate de producere;

2) fiecare punct de racordare în care o rețea electrică a unui operator de sistem este interconectată la rețeaua electrică a altui operator de sistem;

3) fiecare punct de racordare în care SE este racordat la rețeaua unei alte țări.

508. OST este responsabil de stabilirea standardului de codificare pentru evidența punctelor de măsurare în scopuri comerciale.

509. Regulile și condițiile pentru determinarea și atribuirea codurilor de identificare a punctelor de măsurare sunt în concordanță cu reglementările internaționale aplicabile și în mod obligatoriu cu reglementările stabilite de către ENTSO-E.

510. OST este responsabil de emiterea codurilor pentru toate punctele de măsurare utilizate pe piața angro de energie electrică. În scopul emiterii codurilor pentru punctele de măsurare, utilizate pe piața angro de energie electrică, din alte rețele decât cea a OST, respectivul operator de sistem transmite către OST codurile de identificare, stabilit în conformitate cu standardul indicat în pct.508.

Capitolul III ÎNREGISTRAREA DATELOR MĂSURATE

511. Operatorul de sistem menține bază de date de măsurare pentru stocarea datelor de natură tehnică, administrativă și fizică, relevante pentru punctele de măsurare din teritoriul specificat în licență. OS au, de asemenea, responsabilitatea pentru asigurarea securității și confidențialității în legătură cu modul în care administrează, procesează, întrețin și păstrează registrul de măsurare.

512. Pentru fiecare punct de măsurare, baza de date conține cel puțin următoarele date:

1) codul de identificare a punctului de măsurare;

2) locația fizică, reprezentând nodul din SE la care punctul de măsurare este conectat;

3) identitatea și caracteristicile tehnice ale echipamentului de măsurare instalat în punctul de măsurare;

4) periodicitatea de citire a datelor măsurate;

5) tipul indicațiilor care sunt înregistrate;

6) identitatea părții în proprietatea căreia este echipamentul de măsurare.

7) valorile măsurate ale energiei active și reactive, pe fiecare interval de dispecerizare, colectate pe interval;

8) valorile calculate pe baza valorilor măsurate, procesate de OS;

9) valorile estimate și corectate sau înlocuite în cazul datelor lipsă sau greșite;

10) valorile care sunt transferate în scopul efectuării decontării.

513. Valorile măsurate sunt păstrate în baza de date măsurate pentru o perioadă minimă de cinci 5 ani.

514. Fiecare parte are acces la datele din baza de date măsurate, care se referă la punctele sale de măsurare și este în drept să solicite corectarea oricărei inexactități constatate în legătură cu aceste date.

515. OST organizează o bază de date măsurate a întregii piețe angro de energie electrică, în care sunt păstrate valorile măsurate din sistemul propriu și de la ceilalți OS, pentru toate punctele de măsurare pentru care primește date, precum și valorile agregate și toate formulele de agregare utilizate în calcule direct de acesta.

516. OS atribuie fiecărui punct de măsurare un cod de identificare conform standardului de codificare pentru evidența punctelor de măsurare elaborat de OST.

Capitolul IV

COLECTAREA, VERIFICAREA ȘI VALIDAREA VALORILOR MĂSURATE

Secțiunea 1

Generalități

517. Dacă nu se specifică altfel, toate valorile măsurate se vor referi la cantitatea netă de energie electrică ce a fost livrată către sau din SE într-un punct de racordare într-un interval de dispecerizare.

518. Fiecare OS este responsabil pentru colectarea tuturor valorilor măsurate în teritoriul autorizat.

519. În măsura posibilităților, OS colectează valorile măsurate prin achiziție la distanță, utilizând mijloace adecvate de transfer, validare, procesare, securizare și stocare a datelor în baza de date măsurate. Dacă achiziția la distanță nu este posibilă sau devine indisponibilă, OS organizează obținerea datelor relevante prin citire locală.

Secțiunea 2

Determinarea valorilor măsurate validate

520. Fiecare OS înregistrează cel puțin valorile măsurate lunar sau pe o perioadă mai scurtă de timp și le transmite participanților la piața energiei electrice relaționați la punctul de măsurare respectiv prin obligațiile contractuale ale contractelor în care este parte.

521. Fiecare participant la piața angro de energie electrică care primește valori măsurate le poate contesta la OS în termenele stabilite conform prevederilor secțiunilor 7- 9 din Capitolul V.

522. Dacă un participant la piața angro de energie electrică nu a transmis nici o contestație conform pct.521 se consideră că valorile măsurate au fost validate de participantul respectiv.

523. OS verifică orice contestație în termenele prevăzute în secțiunile 7-9 din Capitolul V.

524. Valorile măsurate, inclusiv cele care au fost subiectul corectării, validate de către participanții la piața angro de energie electrică devin valori măsurate validate, după ultima dată la care OS trebuia să răspundă tuturor contestațiilor.

Capitolul V

COMUNICAREA ȘI AGREGAREA VALORILOR MĂSURATE

Secțiunea 1

Comunicarea valorilor măsurate validate

525. Pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare, OS transmite cel puțin următoarele date părților, în cazul în care nu se specifică altfel în prezentele Reguli:

1) către OST:

- valorile măsurate validate necesare pentru calcularea dezechilibrelor, aprobate separat pentru producătorii de energie electrică, OS și valorile agregate aprobate pentru furnizorii de energie electrică, specificate la nivel de participant al pieței energiei electrice și centrală electrică;

- valoarea măsurată validată pentru punctele de măsurare în care respectivul OS măsoară energia livrată de unitatea de producere, respectiv de locul de consum dispecerizabil, după caz;

2) către un producător de energie electrică: valoarea măsurată aprobată corespunzătoare fiecărui punct de măsurare în care respectivul OS măsoară energia livrată de către unitatea de producere a producătorului de energie electrică;

3) către un furnizor:

a) valoarea măsurată validată corespunzătoare fiecărui punct de racordare la rețeaua electrică al consumatorului, dotat cu echipament de contorizare pe interval și la care este posibilă transmiterea la distanță a informațiilor de pe echipamentele de măsurare, al cărui consum de energie electrică este asigurat de respectivul furnizor;

b) valorile calculate agregate validate pentru punctele de racordare la sistemul electroenergetic ale consumatorilor la care nu este posibilă contorizarea pe interval și transmiterea la distanță a informațiilor de pe echipamentele de măsurare, al cărui consum de energie electrică este asigurat de respectivul furnizor.

[Pct.525 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.525 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

525¹. Pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare, OST transmite către responsabilul grupului de echilibrare valorile măsurate validate aferente participanților la piață care și-au transferat responsabilitatea echilibrării și fac parte din grupul de echilibrare respectiv.

[Pct.525¹ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

526. Fiecare OS transmite valorile măsurate validate corespunzătoare fiecărui punct de măsurare de care este responsabil, părților specificate la pct.525, respectând termenele limită stabilite în secțiunile 7-9.

Secțiunea 2

Agregarea pe activitate de producere sau furnizare a energiei electrice

527. În baza valorilor măsurate, respectând termenele limită din secțiunile 7 – 9 ale prezentului Capitol, OS calculează pentru teritoriul specificat în licență pentru fiecare interval de dispecerizare:

- 1) producția agregată corespunzătoare fiecărei centrale electrice;
- 2) consumul agregat corespunzător fiecărei centrale electrice;
- 3) consumul agregat corespunzător fiecărui participant la piața, inclusiv furnizor de energie electrică.

[Pct.527 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.527 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

528. Producția, respectiv consumul agregat al fiecărui producător de energie electrică este egal cu suma tuturor valorilor măsurate și validate în punctele de racordare la SE ale unităților de producere ale respectivului producător de energie electrică din teritoriul specificat în licență al respectivului OS.

[Pct.528 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

529. Consumul agregat al fiecărui furnizor a energiei electrice este egal cu suma tuturor valorilor măsurate și validate în punctele de racordare la SE din teritoriul specificat în licență al respectivului OS finali al căror consum de energie electrică este asigurat de respectivul furnizor.

[Pct.529 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.529 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 3

Agregarea pe parte responsabilă pentru echilibrare

530. OST calculează producția agregată, respectiv consumul agregat aferente fiecărei PRE/grup de echilibrare, pentru fiecare interval de dispecerizare, în baza valorilor agregate validate transmise de fiecare OS, respectând termenele limită de la secțiunile 7-9.

531. Producția agregată aferentă unei PRE/grup de echilibrare este egală cu suma producției agregate determinată conform prevederilor secțiunii 2 a tuturor centralelor electrice pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

[Pct.531 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

532. Consumul agregat aferent unei PRE/grup de echilibrare este egal cu suma consumului agregat, determinat conform prevederilor secțiunii 2 al tuturor locurilor de consum pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

532¹. Producția agregată aferentă unei PRE/grup de echilibrare este egală cu suma producției agregate a tuturor centralelor electrice pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

[Pct.532¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

532². OST calculează producția agregată, respectiv consumul agregat aferent fiecărei PRE/grup de echilibrare, pentru fiecare interval de dispecerizare, în baza valorilor agregate, validate și transmise de fiecare OS.

[Pct.532² introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 4

Agregarea pe operator de sistem

533. Pe baza valorilor măsurate validate, fiecare operator de sistem determină energia electrică primită, respectiv livrată în/din teritoriul specificat în licență pentru fiecare interval de dispecerizare.

534. Energia electrică primită în teritoriul specificat în licență al unui operator de sistem se determină ca sumă a:

1) valorilor măsurate validate aferente fiecărui producător de energie electrică ce livrează energie electrică în respectivul teritoriul specificat în licență;

2) valorilor măsurate validate aferente fiecărui operator de sistem care livrează energie electrică în teritoriul specificat în licență al OS respectiv;

3) importul de energie electrică din SE a țărilor vecine, după caz.

535. Energia electrică livrată din teritoriul specificat în licență al unui operator de sistem se determină ca sumă a:

1) valorilor măsurate validate aferente fiecărui producător de energie electrică care primește energie electrică din respectivul teritoriu specificat în licență;

2) valorilor măsurate validate aferente fiecărui operator de sistem care primește energie electrică din respectivul teritoriu specificat în licență;

3) valorilor măsurate și calculate validate aferente fiecărui furnizor de energie electrică ce primește energie electrică la locurile de consum din teritoriul autorizat de licență al OS respectiv;

4) exportul de energie electrică spre SE din țările vecine, după caz.

[Pct.535 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 5

Determinarea consumului tehnologic și pierderilor de energie electrică în rețelele electrice și atribuirea energiei electrice consumate la locurile de consum fără echipament de măsurare pe interval

536. Fiecare OS calculează consumul tehnologic în rețelele electrice corespunzătoare teritoriului autorizat de licență, pe fiecare interval de dispecerizare, ca fiind diferența între energia electrică intrată în rețeaua electrică și energia electrică livrată din rețeaua electrică, determinate conform prevederilor secțiunii 4.

537. Operatorul de sistem calculează consumul tehnologic și pierderile de energie electrică în rețelele electrice corespunzătoare teritoriului autorizat de licență pentru fiecare interval de dispecerizare, pe baza valorilor măsurate și calculate validate.

[Pct.537 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

538. Pentru punctele de măsurare care au contorizare pe interval și la care este posibilă colectarea informațiilor de pe echipamentele de măsurare și transmitere a valorilor măsurate la distanță, OSD transmit OST valorile măsurate pentru fiecare interval de dispecerizare, agregate la nivel de participant la piața de energie electrică.

[Pct.538 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

539. Energia electrică sumară neatribuită pe interval, care reprezintă energia electrică consumată la punctele de măsurare care nu au contorizare pe interval sau la care nu este posibilă transmiterea informațiilor de pe echipamentele de măsurare, precum și consumul tehnologic și pierderile de energie electrică, se determină de către OS pentru zona sa de activitate, prin extragerea tuturor valorilor

echipamentelor de măsurare care înregistrează valorile pe interval din valoarea energiei electrice primite în zona de activitate a respectivului OS.

[Pct.539 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

[Pct.540 abrogat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

541. Zilnic, pe parcursul lunii de livrare, energia electrică neatribuită pe interval este repartizată pe fiecare interval de dispecerizare de către OST tuturor furnizorilor de energie electrică care livrează energie electrică consumatorilor finali și operatorilor de sistem în baza cotelor energiei electrice livrate în ultimele trei luni de către furnizorii de energie electrică consumatorilor finali fără contorizarea pe interval. În acest sens, consumul tehnologic al operatorului de sistem este considerat ca energie electrică livrată la un punct de consum virtual care nu are contorizare pe interval, OS revenindu-i cota respectivă de energie electrică.

542. Până la atribuirea energiei electrice consumate la locurile de consum fără echipament de măsurare pe interval participanților la piața de energie electrică conform valorilor măsurate, OST utilizează în calitate de valori preventive cantitățile determinate conform pct.541.

[Pct.542 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

543. În scopul determinării cotelor menționate la pct.541, OSD transmit OST cantitățile agregate de energie electrică consumate la locurile de consum care nu au contorizare pe interval sau la care nu este posibilă transmiterea informațiilor de pe echipamentele de măsurare, în termenele stabilite la secțiunile 6-9 și informația privind cantitatea de energie electrică consumată în ultimele 3 luni la locurile de consum la care pe parcursul acestei perioade de timp a avut loc schimbarea furnizorului de energie electrică cu indicarea furnizorului actual, a furnizorului nou și a zilei schimbării furnizorului de energie electrice.

[Pct.543 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

544. Pentru fiecare furnizor de energie electrică, OS determină cotele procentuale corespunzătoare locurilor de consum neechipate cu echipamente de măsurare pe interval, în baza cantităților totale înregistrate la locurile de consum neechipate cu echipamente de măsurare pe interval sau la care nu este posibilă transmiterea informațiilor de pe echipamentele de măsurare și cotele procentuale corespunzătoare consumului tehnologic și pierderilor de energie electrică după cum urmează:

1) OS determină consumul mediu zilnic al locului de consum utilizând valorile măsurate înregistrate și validate conform ciclurilor de citire a indicațiilor realizate de OS și asociate lunii de livrare, considerând că pe perioada de citire a indicațiilor consumul de energie electrică este constant;

2) OS determină consumul lunar de energie electrică pentru fiecare loc de consum utilizând consumul mediu zilnic de energie electrică, determinat pentru fiecare ciclu de citire ale indicațiilor, pentru perioada cuprinsă între prima zi și ultima zi a lunii de livrare;

3) OS realizează agregarea consumului de energie electrică fără înregistrare pe interval atribuit lunii de livrare la nivelul fiecărui participant la piața de energie electrică. În acest sens consumul tehnologic al operatorului de sistem este considerat ca energie electrică livrată la un punct de consum virtual care nu are contorizare pe interval;

4) OS calculează cotele procentuale ale energiei electrice livrate la locurile de consum fără înregistrare pe interval și pentru consum tehnologic conform formulei:

$$c(j)_i = \frac{WE(j)_i}{\sum_j WE(j)_i}$$

unde

$c(j)_i$ reprezintă cota procentuală a energiei electrice livrate la locurile de consum fără înregistrare pe interval atribuite participantului j la piața de energie electrică;

$WE(j)_i$ – consumul agregat de energie electrică fără înregistrare pe interval atribuit lunii de livrare la nivelul fiecărui participant j la piața de energie electrică;

$\sum_j WE(j)_i$ – consumul agregat de energie electrică fără înregistrare pe interval atribuit tuturor participanților la piața de energie electrică în luna de livrare.

[Pct.544 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

545. Energia electrică neatribuită pe interval este repartizată pe fiecare interval de dispecerizare al lunii de către OS tuturor furnizorilor de energie electrică care livrează energie electrică consumatorilor finali și pentru consumul tehnologic și pierderi în rețelele electrice, atribuind o valoare egală cu produsul dintre cantitatea totală a energiei electrice neatribuite pe interval, livrată pe parcursul intervalului respectiv de dispecerizare și cota procentuală determinată conform pct.544. În acest sens, consumul tehnologic al operatorului de sistem este considerat ca energie electrică livrată la un punct de consum virtual care nu are contorizare pe interval, OS revenindu-i cota respectivă de energie electrică.

[Pct.545 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

545¹. Energia electrică neatribuită pe interval repartizată pe fiecare interval de dispecerizare de către OS conform pct.545 este utilizată în procesul de determinare a poziției nete măsurate a participanților la piața de energie electrice pentru intervalele de dispecerizare din cadrul lunii de livrare și la determinarea dezechilibrelor.

[Pct.545¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 6

Comunicarea valorilor măsurate agregate

546. Fiecare OS transmite valorile măsurate agregate, corespunzătoare fiecărui participant la piața de energie electrică, respectând termenele limită de la secțiunile 7 – 9.

547. OS transmite participanților pieței energiei electrice cel puțin următoarele date, specificate pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare:

1) producătorului de energie electrică: cantitatea produsă și consumului, agregate separat conform pct.528;

2) furnizorului de energie electrică: consumul agregat de energie electrică calculat conform pct.529, specificând fiecare loc de consum;

3) OST: valorile agregate validate conform secțiunilor 2 și 4.

548. Fiecare OS transmite OST consumul tehnologic și pierderile de energie electrică în rețelele electrice corespunzătoare teritoriului specificat în licență, calculat conform prevederilor secțiunii 5.

549. OST informează fiecare PRE despre valorile agregate conform prevederilor secțiunii 3 în vederea validării acestora, respectând termenele limită prevăzute în secțiunea 10.

Secțiunea 7

Termene privind comunicarea, validarea, contestarea valorilor măsurate și a valorilor agregate și pentru soluționarea contestațiilor

550. Fiecare OS transmite participantului la piața de energie electrică, în vederea validării, valoarea măsurată corespunzătoare fiecărui punct de măsurare în care măsoară energia electrică, precum și valorile agregate, conform prevederilor secțiunii 6, în termen de șapte zile lucrătoare de la începutul primei luni calendaristice care urmează lunii de livrare.

551. Participantul la piața de energie electrică care a primit valorile măsurate, respectiv agregate menționate la pct.550, transmite către OS, în termen de două zile lucrătoare de la data primirii lor:

1) contestație;

2) confirmare, lipsa confirmării în termen reprezintă implicit confirmare.

552. Fiecare OS trebuie să verifice și să soluționeze contestația în termen de două zile lucrătoare de la data primirii acesteia.

553. Fiecare OS transmite participantului la piața de energie electrică menționat la pct.550

valoarea măsurată validată corespunzătoare fiecărui punct de măsurare în care măsoară energia electrică, respectiv valorile agregate validate, în ziua în care a soluționat contestația depusă conform termenului din pct.552.

554. Fiecare OS transmite către OST, valorile măsurate validate și valorile agregate validate pentru participanții la piața de energie electrică, în termenul specificat la pct.553.

Secțiunea 8

Termene privind determinarea, comunicarea, contestarea, validarea valorilor actualizate în urma determinării consumului tehnologic și pierderile de energie electrică în rețea

555. În termen de șapte zile lucrătoare de la începutul primei luni calendaristice care urmează lunii de livrare, OS:

1) determină consumul tehnologic și pierderile de energie electrică din rețeaua electrică de distribuție proprie sumar pentru luna de livrare și separat pentru fiecare interval de dispecerizare, conform mecanismului stabilit în secțiunea 5;

2) determină pentru luna de livrare consumul agregat actualizat al fiecărui furnizor specificat pentru fiecare interval de dispecerizare, pentru punctele de măsurare ale consumatorilor finali instalațiile de utilizare a cărora sunt racordate la rețeaua lui de distribuție, pentru care furnizorul respectiv asigură furnizarea;

3) transmite furnizorului, în vederea validării, valorile determinate.

555¹. În termen de șapte zile lucrătoare de la sfârșitul lunii calendaristice care urmează lunii de livrare, OS transmite OST și furnizorilor de energie electrică cantitățile de energie electrică neatribuită pe interval, repartizate pe fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare de către OS tuturor furnizorilor de energie electrică care livrează energie electrică consumatorilor finali și pentru consumul tehnologic și pierderi în rețelele electrice conform prevederilor secțiunii 5.

[Pct.555¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

556. Furnizorul care a primit valoarea determinată la pct.555 și 555¹, transmite către OS, în termen de două zile lucrătoare de la data primirii acesteia:

1) contestație;

2) confirmare, lipsa confirmării în termen reprezintă implicit confirmare.

[Pct.556 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

557. După validare, valoarea determinată devine valoare măsurată validată.

558. OS trebuie să verifice și să soluționeze contestația în termen de două zile lucrătoare de la data primirii acesteia.

559. OS transmite fiecărui furnizor valoarea măsurată validată corespunzătoare, în momentul în care a primit toate confirmările de validare de la furnizorii menționați la pct.555 și 555¹.

[Pct.559 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

560. OS transmite valorile măsurate validate determinate, în momentul în care a primit toate confirmările de la furnizorii respectivi:

1) către OST;

2) către fiecare furnizor menționat la pct.555 și 555¹, valoarea măsurată validată corespunzătoare acestuia.

[Pct.560 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 9

Termene privind comunicarea, validarea, contestarea valorilor măsurate și a valorilor agregate pe PRE/grup de echilibrare și termen pentru rezolvarea contestațiilor

561. OST calculează și publică valoarea măsurată agregată aferentă fiecărei PRE/grup de echilibrare, pe fiecare teritoriu autorizat prin licență, în termen de trei 3 zile lucrătoare de la data primirii valorilor măsurate validate pentru participanți la piața de energie electrică, determinate conform prevederilor secțiunilor 7 și 8, pentru luna de livrare.

562. Fiecare PRE/responsabil al grupului de echilibrare, după verificarea valorilor prevăzute la pct.561 trimite la OST, în termen de două zile lucrătoare de la data primirii lor:

- 1) contestație;
- 2) confirmare, lipsa confirmării în termen reprezintă implicit confirmare.

[Pct.562 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

563. OST verifică și soluționează contestația primită în termen de două zile lucrătoare de la data primirii acesteia și informează PRE/responsabilul grupului de echilibrare asupra acceptării sau respingerii contestației.

[Pct.563 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

564. OST publică valorile agregate validate (cea determinată prin măsurare, cea determinată precum și valoarea agregată totală, obținută prin suma lor, pe fiecare zonă de licență) și transmite valoarea agregată validată (totală) corespunzătoare fiecărei PRE/grup de echilibrare, în momentul în care a primit toate confirmările de la PRE/responsabilul grupului de echilibrare.

[Pct.564 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

TITLUL X REGULI DE CALCUL AL DEZECHILIBRELOR

Capitolul I DOMENIUL DE APLICARE

565. Scopul regulilor de calcul al dezechilibrelor este de a stabili regulile și condițiile pentru calculul următoarelor tipuri de dezechilibre:

1) dezechilibrul PRE sau grupului de echilibrare, determinat pentru fiecare PRE sau grup de echilibrare, pe baza poziției nete contractuale și respectiv a poziției nete măsurate, ale respectivei PRE sau grup de echilibrare;

2) dezechilibrul sistemului care reprezintă dezechilibrul agregat al SE în fiecare interval de dispecerizare.

566. Pentru calculul dezechilibrelor, valorile planificate sunt considerate cele pe care participanții la piață le-au notificat OST în conformitate cu prevederile din Titlul V, și și-i le-au asumat înainte de intervalul de livrare (inclusiv pe PZU, PPZ și PEE), iar valori realizate sunt considerate producția, consumul și schimburile fizice ce au avut loc în timpul intervalului de livrare.

567. Dezechilibrele se calculează la nivel agregat pentru producția, consumul și schimburile fizice ale fiecărei PRE sau grup de echilibrare.

568. Determinarea dezechilibrelor necesită de asemenea luarea în considerare a fluxurilor tehnologice de energie electrică cu sistemele electroenergetice vecine.

569. Producătorii de energie electrică ce exploatează unități de producere au responsabilitatea echilibrării unităților de producere pentru a asigura conformitatea cu angajamentele contractuale și dispozițiile de dispecer primite de la OST. Dispozițiile de dispecer au prioritate față de angajamentele contractuale.

570. Pentru calculul dezechilibrelor se stabilesc regulile și condițiile pentru determinarea:

- 1) poziției nete contractuale a fiecărei PRE/grup de echilibrare, pe baza tuturor livrărilor contractuale de energie electrică stabilite cu alte PRE/grupuri de echilibrare în baza notificărilor transmise către OST, care includ tranzacții derulate pe piața contractelor bilaterale, PZU, PPZ și pe PEE;
- 2) poziției nete măsurate a fiecărei PRE/grup de echilibrare, pe baza tuturor livrărilor măsurate sau

calculate de energie electrică, din sau către SE sau între diferite părți ale SE în conformitate cu valorile măsurate validate în punctele de racordare corespunzătoare;

3) fluxurile tehnologice de energie electrică.

Capitolul II DETERMINAREA POZIȚIEI NETE CONTRACTUALE ȘI A POZIȚIEI NETE MĂSURATE

Secțiunea 1

Determinarea livrărilor contractuale și a poziției nete contractuale

571. Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca livrări contractuale:

- 1) schimburile de energie electrică între diferite PRE/grupuri de echilibrare;
- 2) importuri declarate de un participant la piața de energie electrică;
- 3) exporturi declarate de un participant la piața de energie electrică;
- 4) livrarea energiei electrice de echilibrare în concordanță cu confirmările de tranzacții corespunzătoare.

572. Poziția netă contractuală *PNC* a unei PRE/grup de echilibrare este determinată după cum urmează:

$$PNC = \left(\sum SE_v - \sum SE_c \right) + \left(\sum EX - \sum IM \right) \pm q_{livrat}$$

unde:

- SE_v respectiv SE_c semnifică schimburile de energie electrică pe care respectiva PRE/grup de echilibrare are obligația de a le livra către o altă PRE/grup de echilibrare, respectiv de primire de la o altă PRE/grup de echilibrare;

- IM și EX – reprezintă importurile, respectiv exporturile realizate de respectiva PRE/grup de echilibrare;

- q_{livrat} – suma cantităților de energie electrică de echilibrare livrate de către/către participanții la PEE pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

573. Poziția netă contractuală se determină de OST pentru fiecare PRE/grup de echilibrare, pentru fiecare interval de dispecerizare și se bazează pe notificările fizice finale a fiecărei PRE/grup responsabil de echilibrarea, pentru ziua de livrare corespunzătoare și intervalul de dispecerizare corespunzător, actualizată cu cantitățile de energie electrică de echilibrare livrate aferente creșterii de putere și reducerii de putere, determinate în conformitate cu prevederile secțiunii 4.

[Pct.573 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

574. Pentru calculul poziției nete contractuale, energia electrică totală livrată sau primită pe parcursul unui interval de dispecerizare este considerată ca fiind livrată/primită constant de-a lungul fiecărui interval de dispecerizare.

575. Livrările contractuale aferente fiecărei ore sunt exprimate în MWh, cu detalieri de trei zecimale după virgulă.

Secțiunea 2

Determinarea livrărilor măsurate și a poziției nete măsurate

576. Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca livrări măsurate:

- 1) producția netă, care este energia electrică livrată de o unitate de producere/centrală electrică în rețeaua electrică;
- 2) consumul net, care este energia electrică pe care consumatorul final o consumă din rețeaua electrică;
- 3) schimbul net de energie electrică dintre rețelele electrice a doi operatori de sistem diferiți;

- 4) exporturile realizate din SE către alte țări;
- 5) importurile realizate din alte țări către SE;
- 6) energia electrică pentru acoperirea consumului tehnologic și pierderilor de energie electrică în rețelele electrice.

[Pct.576 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

577. Livrările măsurate prevăzute la pct.576 subpct.1) și 5), și, în cazul în care energia electrică este primită de la alți operatori de sistem (pct.576 subpct.3)) sunt considerate ca valori pozitive. Livrările măsurate prevăzute la pct.576 subpct.2), 4) și 6), și, în cazul în care energia electrică este livrată către alți operatori de sistem, (pct.576 subpct. 3)) vor fi considerate ca valori negative.

578. Poziția netă măsurată a unei PRE/grup de echilibrare, alta decât un operator de sistem este determinată ca diferență între:

- 1) producția netă agregată a unităților de producere/centralelor electrice pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării,
- 2) consumul net agregat al consumatorilor finali de energie electrică pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

[Pct.578 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

579. Poziția netă măsurată a unui operator de sistem pentru consumul tehnologic și pierderile de energie electrică în respectiva rețea electrică se calculează conform prevederilor secțiunii 5 din Capitolul V al Titlului IX.

580. Poziția netă măsurată se determină pentru fiecare PRE/grup de echilibrare și pentru fiecare interval de dispecerizare pe baza valorilor măsurate validate.

581. Pentru calculul pozițiilor nete măsurate, cantitatea totală de energie electrică livrată sau primită pe parcursul unui interval de dispecerizare este considerată ca fiind livrată/consumată constant pe parcursul respectivului interval de dispecerizare.

[Pct.581 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

582. Livrările măsurate aferente fiecărei ore sunt exprimate în MWh, cu detalieri de trei zecimale după virgulă.

Secțiunea 3

Obligații contractuale de livrare a energiei electrice de echilibrare

583. Obligațiile contractuale pentru livrarea cantităților de energie electrică de echilibrare se calculează de către OST.

584. Cantitatea de energie electrică de echilibrare care trebuie să fie livrată de un participant la PEE este determinată luând în considerare fiecare tranzacție în care a intrat respectivul participant la PEE în conformitate cu prevederile Titlului VI, pentru fiecare interval de dispecerizare și pentru fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz.

585. OST calculează cantitatea de energie electrică de echilibrare E_{echil}^i care trebuie să fie livrată de participantul i la PEE în timpul respectivului interval de dispecerizare, în conformitate cu prevederile Titlului VI, astfel:

$$E_{echil}^i = \left[\sum_{k=1}^{nRR_C} E_{RR,C}(k) - \sum_{k=1}^{nRR_R} E_{RR,R}(k) \right] + \left[\sum_{k=1}^{nmFRR_C} E_{mFRR,C}(k) - \sum_{k=1}^{nmFRR_R} E_{mFRR,R}(k) \right] + \left[\sum_{k=1}^{naFRR_C} E_{aFRR,C}(k) - \sum_{k=1}^{naFRR_R} E_{aFRR,R}(k) \right]$$

unde:

$E_{RR,C}(k)$ respectiv $E_{RR,R}(k)$ – reprezintă energia electrică de echilibrare corespunzătoare tranzacției k pentru reglajul de înlocuire (RR) la creștere, respectiv reducere de putere care trebuie

livrată conform prevederilor Capitolului VI al Titlului VI în care a intrat respectivul participant i la PEE;

$E_{mFRR,C}(k)$ respectiv $E_{mFRR,R}(k)$ – reprezintă energia electrică de echilibrare corespunzătoare tranzacției k pentru reglajul manual de restabilire ($mFRR$) la creștere, respectiv reducere de putere care trebuie livrată conform prevederilor Capitolului VI al Titlului VI în care a intrat respectivul participant i la PEE;

$E_{aFRR,C}(k)$, respectiv $E_{aFRR,R}(k)$ – reprezintă energia electrică de echilibrare corespunzătoare tranzacției k pentru reglajul automat de restabilire a frecvenței ($aFRR$) la creștere, respectiv reducere de putere care trebuie livrată conform prevederilor Capitolului VI al Titlului VI în care a intrat respectivul participant i la PEE;

nRR_C – toate tranzacțiile pentru reglajul de înlocuire (RR) la creștere de putere;

nRR_R – toate tranzacțiile pentru reglajul de înlocuire (RR) la reducere de putere;

$nmFRR_C$ – toate tranzacțiile pentru reglajul manual de restabilire ($mFRR$) la creștere de putere;

$nmFRR_R$ – toate tranzacțiile pentru reglajul manual de restabilire ($mFRR$) la reducere de putere;

$naFRR_C$ – toate tranzacțiile pentru reglajul automat de restabilire ($aFRR$) la creștere de putere;

$naFRR_R$ – toate tranzacțiile pentru reglajul automat de restabilire ($aFRR$) la reducere de putere.

Secțiunea 4

Energia electrică de echilibrare livrată

586. Cantitatea de energie electrică de echilibrare livrată este calculată de către OST.

587. Energia electrică de echilibrare este exprimată în valori pozitive în cazul creșterii de putere și în valori negative în cazul reducerii de putere.

588. Energia electrică de echilibrare este considerată livrată numai în cazul în care participantul la PEE își îndeplinește obligațiile de livrare a energiei de echilibrare în condițiile de timp și limitări tehnice în conformitate cu Codurile rețelelor electrice, și în condițiile tranzacțiilor în care respectiva parte le-a încheiat pe PEE. OST elaborează, în conformitate cu Codurile rețelelor electrice, proceduri pentru determinarea energiei electrice de echilibrare livrate, monitorizarea și testarea conformării unui participant la PEE cu obligațiile sale de a vinde/cumpăra energie electrică de echilibrare către/de la OST. Înainte de aprobare procedurile respective urmează a fi consultate public și transmise spre avizare Agenției.

[Pct.588 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

589. În cazul energiei electrice de echilibrare corespunzătoare reglajului automat de restabilire a frecvenței ($aFRR$), OST determină energia electrică de echilibrare livrată reieșind din îndeplinirea cerințelor de validare a dispoziției de dispecer dispuse. Cerințele de validare a îndeplinirii dispoziției de dispecer sunt stabilite în conformitate cu cerințele Codurilor rețelelor electrice.

[Pct.589 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

590. Tranzacțiile pentru pornirea unei unități de producere sau reducerea/deconectarea consumului unei instalații electrice la locul de consum dispecerizabil, după caz, se consideră ca fiind îndeplinite, cu excepția cazului în care OST decide neacordarea prețului pentru pornire unei unități de producere, din cauză că aceasta nu a fost gata pentru sincronizare cu SE în momentul pentru care a fost dată dispoziția de dispecer de către OST, în conformitate cu tranzacția corespunzătoare.

591. Tranzacțiile pentru menținere în rezervă caldă în cazul unei unități de producere se consideră ca fiind îndeplinite, cu excepția cazului în care unitatea de producere respectivă nu a fost gata pentru resincronizare cu SE în momentul pentru care a fost dată dispoziția de dispecer de către OST, în conformitate cu tranzacția corespunzătoare.

592. În cazul în care energia de echilibrare livrată este mai mare decât obligațiunile contractuale de livrare a energiei de echilibrare, valoarea livrată se consideră egală cu obligațiunile contractuale.

Capitolul III

DETERMINAREA DEZECHILIBRELOR

Secțiunea 1

Dezechilibrele părților responsabile pentru echilibrare

593. Dezechilibrul unei PRE/grup de echilibrare se calculează pentru fiecare interval de dispecerizare și include dezechilibrele agregate ale tuturor unităților de producere și locurilor de consum pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

[Pct.593 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

594. Dezechilibrul PRE/grupului de echilibrare se determină ca diferența între poziția netă măsurată a PRE/grupului de echilibrare, determinată în conformitate cu prevederile secțiunii 2 din Capitolul II și poziția netă contractuală a PRE/grupului de echilibrare, determinată în conformitate cu prevederile secțiunii 1 din Capitolul II.

Secțiunea 2

Dezechilibrul sistemului electroenergetic

595. Dezechilibrul sistemului electroenergetic reprezintă dezechilibrul total din SE în fiecare interval de dispecerizare.

596. Dezechilibrul sistemului electroenergetic în fiecare interval de dispecerizare se calculează de către OST, după cum urmează:

1) cantitatea agregată a energiei electrice de echilibrare corespunzătoare creșterii de putere care a fost livrată în intervalul de dispecerizare în conformitate cu prevederile secțiunii 4 din Capitolul II;

2) minus cantitatea agregată de energie electrică de echilibrare corespunzătoare reducerii de putere care a fost livrată în intervalul de dispecerizare în conformitate cu prevederile secțiunii 4 din Capitolul II;

3) plus fluxurile tehnologice de energie electrică cu toate părțile externe interconectate, calculate în conformitate cu prevederile Capitolului IV.

597. Pentru calculul dezechilibrului sistemului electroenergetic, cantitatea totală de energie electrică livrată pentru creștere de putere/reducere de putere pe parcursul unui interval de dispecerizare este considerată a fi livrată la o valoare constantă a puterii pe parcursul întregului interval de dispecerizare.

Capitolul IV

Determinarea fluxurilor tehnologice de energie electrică

598. Fluxurile tehnologice de energie electrică reprezintă diferența dintre cantitatea de energie electrică ce a fost efectiv schimbată cu părțile externe interconectate și suma tuturor exporturilor declarate și importurilor declarate ce au fost confirmate prin tranzacțiile comerciale, în intervalul de dispecerizare respectiv.

599. Fluxul tehnologic de energie electrică se consideră cu valoare pozitivă în cazul unui flux spre SE și respectiv, ca valoare negativă în cazul unui flux din SE pentru intervalul de dispecerizare.

600. Fluxul tehnologic de energie electrică (E_{SN}) cu o parte externă interconectată se calculează astfel:

1) pentru cazul în care OST a vândut o cantitate de energie electrică în vederea compensării fluxului tehnologic:

$$E_{SN} = \left(\sum Im_{real} - \sum EX_{real} \right) - \left(\sum Im_{prog} - \sum EX_{prog} \right) - Im_{prog}^{OTS}$$

2) pentru cazul în care OST a cumpărat o cantitate de energie electrică în vederea compensării fluxului tehnologic:

$$E_{SN} = \left(\sum Im_{real} - \sum Ex_{real} \right) - \left(\sum Im_{prog} - \sum Ex_{prog} \right) + Ex_{prog}^{OTS}$$

unde:

Im_{real} reprezintă importul de energie electrică realizat pe o linie de interconexiune care aparține aceleiași zone de tranzacționare de frontieră;

Im_{prog} – importul declarat de energie electrică programat și validat al unei PRE/grup de echilibrare;

Ex_{real} – exportul de energie electrică realizat pe o linie de interconexiune care aparține aceleiași zone de tranzacționare de frontieră;

Ex_{prog} – exportul declarat de energie electrică programat și validat al unei PRE/grup de echilibrare;

Im_{prog}^{OTS} – cantitatea de energie electrică ce a fost vândută de OST pentru compensarea fluxului tehnologic;

Ex_{prog}^{OTS} – cantitatea de energie electrică ce a fost cumpărată de OST pentru compensarea fluxului tehnologic.

[Pct.600 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

601. Pentru calculul fluxului tehnologic de energie electrică cu fiecare parte externă interconectată, sunt luate în considerare numai exporturile și importurile către și de la părțile externe interconectate corespunzătoare.

602. Dezechilibrul atribuit OST, în calitate de PRE, pentru administrarea fluxului tehnologic de energie electrică este egal cu suma tuturor fluxurilor tehnologice de energie electrică (E_{SN}) cu toate părțile externe interconectate.

TITLUL XI

DISPECERIZAREA PRIORITARĂ A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSE

Capitolul I

PREVEDERI GENERALE

603. Energia electrică produsă de centralele electrice de termoficare urbane în regim de cogenerare și energia electrică de la centralele electrice eligibile care produc din surse regenerabile de energie este dispecerizată conform principiului dispecerizării prioritare stabilit în Legea cu privire la energia electrică.

604. Principiul dispecerizării prioritare se stabilește pentru producție prioritara dispecerizabilă și nedispecerizabilă.

[Pct.605 abrogat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Capitolul II

ÎNREGISTRAREA PRODUCȚIEI PRIORITARE

606. Beneficiază de principiul dispecerizării prioritare a energiei electrice produse, producătorii eligibili care produc din energie regenerabilă și producătorii care dețin centrale electrice de termoficare urbane, pentru energia electrică produsă în regim de cogenerare. Pentru dispecerizarea prioritara producătorul eligibil prezintă OST informația privind adresa și tipul unității de producere/centralei electrice, parametrii tehnici.

[Pct.606 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

607. OST înregistrează unitățile de producere/centralele electrice care sunt în drept să beneficieze de dispecerizare prioritara și prezintă informația respectivă Agenției, OPEE, FCEE și OS la rețeaua electrică a căruia este racordată unitatea de producere respectivă.

[Pct.607 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

608. OST ține actualizat un registru al tuturor unităților de producere/centralelor electrice calificate pentru dispecerizare prioritară.

[Pct.608 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Capitolul III

PROCURAREA ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DE UNITĂȚILE DE PRODUCERE/CENTRALELE ELECTRICE CU PRODUȚIE PRIORITARĂ

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 1

Procurarea energiei electrice produsă de unitățile de producere/ centralele electrice cu producție prioritară până la crearea PZU

[Denumirea modificată prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

609. Până la crearea PZU în condițiile stabilite de Legea cu privire la energie electrică, producătorii care dețin unități de producere/centrale electrice cu dispecerizare prioritară primesc din partea FCEE plata corespunzătoare cantității de energie electrică produse de aceste unități conform contractelor bilaterale de achiziționare a energiei electrice produse.

[Pct.609 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

610. Furnizorii cumpără energia electrică de la FCEE în baza contractelor bilaterale, în funcție de cotele deținute de aceștia pe piața cu amănuntul a energiei electrice, la prețul reglementat aprobat de Agenție.

611. Cotele de repartizare a energiei electrice furnizate de FCEE se determină de către FCEE în baza cantității de energie electrică livrată util consumatorilor finali de către furnizorii de energie electrică care activează pe piața cu amănuntul a energiei electrice în ultimele 12 luni, pentru care sunt disponibile date. În acest scop, furnizorii de energie electrică prezintă FCEE lunar cantitatea de energie electrică livrată util consumatorilor în luna precedentă. Energia electrică procurată pentru acoperirea consumului tehnologic în rețelele electrice ce aparțin OS nu se consideră energie electrică livrată util.

[Pct.611 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

612. Cu excepția prevăzută la pct.613, cotele de repartizare a energiei electrice sunt constante pe parcursul unei luni.

613. În cazul în care unii consumatori finali își schimbă furnizorul pe parcursul lunii, FCEE actualizează cotele lunare de repartizare în funcție de cantitățile de energie electrică consumate de consumatorii finali respectivi în ultimele 12 luni. În acest scop, furnizorul actual de energie electrică, în termen de 3 zile lucrătoare din momentul depunerii cererii de schimbare a furnizorului, transmite FCEE informația privind cantitatea de energie electrică consumată în ultimele 12 luni la locurile de consum pentru care s-a solicitat schimbarea furnizorului de energie electrică.

[Pct.613 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

614. În lunile în care unii furnizori de energie electrică la prețuri nereglementate care activează pe piața cu amănuntul nu pot procura întreaga cantitate de energie electrică stabilită în baza cotelor determinate conform pct.611, cantitatea de energie electrică rămasă neprocurată de la FCEE de furnizorii respectivi este procurată în totalitate de la FCEE de furnizorii de energie electrică la prețuri reglementate proporțional cantităților de energie electrică determinate conform pct.611.

615. Furnizorii care furnizează energie electrică la prețuri negociate vor reflecta în evidența contabilă separat costurile aferente energiei electrice procurate pentru activitatea de furnizare a energiei electrice pe piața cu amănuntul și pentru activitatea pe piața angro.

Secțiunea 2

Ofertarea energiei electrice produse de unitățile de producere cu producție prioritară pe Piața pentru Ziua Următoare și pe Piața pe Parcursul Zilei

616. Producătorii eligibili a căror centrală/centrale electrice depășesc limitele de capacitate stabilite de către Guvern conform prevederilor [Legii nr.10 din 26 februarie 2016](#) privind promovarea utilizării energiei produse din surse regenerabile (în continuare – Legea 10/2016), și producătorii care dețin centralele electrice de termoficare urbane sunt obligați să vândă energia electrică produsă pe PZU din momentul în care această piață devine funcțională. Producătorii respectivi sunt obligați să se înregistreze la OPEE în calitate de participanți la PZU și PPZ.

617. Producătorii eligibili a căror centrală/centrale electrice nu depășesc limitele de capacitate stabilite de către Guvern conform prevederilor [Legii 10/2016](#), sunt reprezentați pe PZU de către FCEE.

618. Un producător eligibil poate refuza să fie reprezentat pe PZU de către FCEE, acest fapt fiind înregistrat în contractul pentru diferențe semnat de FCEE și producătorul eligibil respectiv. În acest caz, producătorul eligibil este obligat să se înregistreze la OPEE în calitate de participant la PZU și PPZ.

619. Ofertele de vânzare transmise pentru producția înregistrată ca prioritară sunt acceptate în sistemul de tranzacționare a PZU cu prețul egal cu zero.

620. În conformitate cu contractul pentru diferențe semnate de producătorul care deține unități de producere prioritare și FCEE, diferența dintre prețul de pe PZU și prețurile/tarifele fixe aprobate pentru fiecare producător este compensată de, sau către, FCEE. Dacă prețul/tariful fix este mai mare decât prețul PZU, producătorul va primi diferența de venit de la FCEE, iar dacă prețul/tariful fix este mai mic decât prețul PZU, producătorul va plăti diferența de venit FCEE.

621. Devierile suportate de FCEE din cauza diferenței dintre prețul de tranzacționare a energiei electrice pe PZU și prețul/tariful fix achitat producătorului eligibil sunt achitate de către furnizorii de energie electrică care furnizează energie electrică consumatorilor finali proporțional cotelor-părți deținute pe piața energiei electrice.

Secțiunea 3

Cerințe specifice privind înregistrarea tranzacțiilor comerciale conform contractelor bilaterale și transmiterea notificărilor fizice de către producătorii cu producție prioritară

622. Producătorii care dețin unități de producere cu producție prioritară înregistrată, trebuie să transmită notificări fizice la OST conform cerințelor Titlului V.

623. După verificarea notificărilor fizice, OST informează FCEE și OSD despre cantitatea agregată a producției prioritare în fiecare teritoriu autorizat al OSD și pentru fiecare interval de timp aplicabil în perioada respectivă, separat pentru fiecare unitate de producere cu dispecerizare prioritară.

Secțiunea 4

Considerarea dezechilibrelor

624. Unitățile de producere cu dispecerizare prioritară sunt membrii grupului de echilibrare reprezentat pe PEE de către FCEE, în condițiile stabilite de Legea cu privire la energia electrică și [Legea 10/2016](#). În acest scop:

1) producția programată a grupului de echilibrare este egală cu suma agregată a tuturor producțiilor unităților de producere cu dispecerizare prioritară vândute pe piața contractelor bilaterale, PZU și PPZ în intervalul de tranzacționare corespunzător;

2) producția măsurată a acestui grup de echilibrare este egală cu suma valorilor măsurate ale tuturor unităților de producere cu dispecerizare prioritară;

625. OST utilizează la etapa de programare operațională ofertele validate de pe PEE în primul rând pentru compensarea dezechilibrelor planificate ale unităților de producere cu dispecerizare prioritară, disponibile în conformitate cu notificările fizice și declarațiile de disponibilitate, similar rezolvării congestiilor.

TITLUL XII REGULI PENTRU DECONTARE

Capitolul I PREVEDERI GENERALE

626. Regulile pentru decontare asigură un cadru pentru decontarea tranzacțiilor și stabilirea obligațiilor de plată și a drepturilor de încasare rezultate conform prevederilor prezentelor Reguli, între participanții la piața de energie electrică.

627. Regulile pentru decontare stabilesc principiile și condițiile care stau la baza calculelor pentru decontare, pentru următoarele tipuri de tranzacții:

- 1) tranzacții încheiate pe PZU;
- 2) tranzacții încheiate pe PPZ;
- 3) tranzacții încheiate pe PEE;
- 4) plăți pentru dezechilibre;
- 5) tranzacții pentru servicii de sistem.

628. Pentru a facilita un proces de decontare ordonat, transparent și nediscriminatoriu, regulile pentru decontare creează în plus cadrul pentru:

- 1) stabilirea unui sistem de conturi pentru decontare;
- 2) stabilirea și utilizarea garanțiilor;
- 3) plata dezechilibrelor;
- 4) redistribuirea costurilor și veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului și din compensarea fluxurilor tehnologice;
- 5) facturarea și efectuarea plăților;
- 6) măsuri în cazuri de neîndeplinire a obligațiilor de plată.

629. Referirile la tranzacții din prezentul Titlu vizează numai tranzacțiile corespunzătoare lunii de livrare, dacă nu se specifică altfel.

630. Realizarea funcțiilor specifice decontării este stabilită în clauzele contractelor cadru elaborate și aprobate de OPEE și OST conform prezentelor Reguli.

631. OPEE și OST stabilesc formatul standard pentru fiecare notă de decontare și orice altă notă emisă de către OPEE, respectiv OST, după caz, conform prezentelor Reguli.

Capitolul II STABILIREA CONTURILOR

Secțiunea 1 Responsabilități pentru decontarea centralizată

632. OPEE are întreaga responsabilitate pentru:

- 1) decontarea tranzacțiilor încheiate pe PZU și PPZ;
- 2) emiterea notelor de plată corespunzătoare tranzacțiilor încheiate pe PZU și PPZ.

633. OST are întreaga responsabilitate pentru:

- 1) decontarea:
 - a) tranzacțiilor încheiate pe PEE;
 - b) plăților pentru dezechilibrele PRE/grupului de echilibrare;
 - c) costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului;
 - d) costurilor sau veniturilor provenite din compensarea fluxurilor tehnologice;
- 2) emiterea notelor de decontare, a notelor de informare corespunzătoare.

Secțiunea 2 Conturi bancare

634. Fiecare participant al pieței de energie electrică care dorește să fie înregistrat în calitate de

participant la piața energiei electrice, trebuie să dețină un cont bancar la o bancă comercială din Republica Moldova, denumită în continuare bancă de decontare.

635. OPEE deschide un cont bancar la o bancă, care va avea rolul de Bancă cont central pentru administrarea plăților care trebuie efectuate pentru tranzacțiile încheiate pe PZU, precum și pentru plățile datorate către OPEE. Toate plățile care trebuie efectuate de participanții la PZU către OPEE vor fi efectuate exclusiv în contul bancar notificat în prealabil de către OPEE.

[Pct.635 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

636. OPEE deschide un cont bancar la o bancă pentru administrarea plăților care trebuie efectuate pentru tranzacțiile încheiate pe PPZ, precum și pentru plățile datorate OPEE. Toate plățile care trebuie efectuate de participanții la PPZ către OPEE vor fi efectuate exclusiv în contul bancar notificat în prealabil de către OPEE.

[Pct.636 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.636 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

637. OST deschide unul sau mai multe conturi bancare la una sau mai multe bănci (cont de echilibrare) pentru administrarea plăților care trebuie efectuate între OST și PRE, respectiv participanți la PEE. Plățile care trebuie efectuate de aceștia către OST vor fi efectuate exclusiv în contul bancar notificat în prealabil de către OST.

638. Titularii de cont trebuie să asigure solvabilitatea conturilor bancare proprii la datele scadente stabilite conform regulilor pentru decontare.

639. Conturile bancare vor fi deschise în monedă națională.

Capitolul III REGULI PRIVIND GARANȚIILE

640. OPEE are dreptul să solicite participantului la PZU sau la PPZ, care intenționează să transmită oferte de cumpărare depunerea unei garanții financiare, conform cerințelor prezentelor Reguli.

641. La semnarea contractului de echilibrare, partea responsabilă pentru echilibrare este obligată să depună garanție financiară în cuantum stabilit conform Legii cu privire la energia electrică. În acest sens OST are dreptul să solicite participanților la piața de energie electrică depunerea garanțiilor respective înainte ca respectivul să fie înregistrat ca:

- 1) participant la PEE sau grup de prestare a serviciilor de echilibrare;
- 2) PRE;
- 3) responsabil al grupului de echilibrare.

[Pct.641 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

642. Nivelul fiecăreia din garanțiile depuse de un participant la piața de energie electrică înregistrat ca participant la PZU, participant la PPZ, ca participant la PEE, sau ca PRE/grup de echilibrare poate limita:

1) în cazul garanției depusă pentru participarea la PZU, contravaloarea totală a ofertelor de cumpărare pe care un participant la PZU le poate transmite pe PZU în conformitate cu prevederile Titlului III;

2) în cazul garanției depusă pentru participarea la PPZ, contravaloarea totală a ofertelor de cumpărare pe care un participant la PPZ le poate transmite pe PPZ în conformitate cu prevederile Titlului IV;

3) dimensiunea maximă a unei PRE/grup de echilibrare din punctul de vedere al agregării energiei electrice livrate și/sau consumate, și/sau cantitatea corespunzătoare a schimburilor de energie electrică, exporturilor declarate și importurilor declarate.

[Pct.642 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

643. OPEE include, după cum rezultă necesar, în clauzele contractului pentru participare la PZU și PPZ prevederi referitoare la necesarul și tipurile de garanții solicitate, realizarea și verificarea depunerii garanțiilor și suplimentării acestora, dacă este cazul, precum și utilizarea disponibilului rămas din garanția depusă de participanți.

[Pct.643 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

644. OST include în contractul de participare la PEE și în contractul de echilibrare prevederi referitoare la determinarea necesarului și a tipurilor de garanții solicitate, realizarea și verificarea depunerii garanțiilor și suplimentării acestora, dacă este cazul, precum și utilizarea disponibilului rămas din garanția depusă de participanți.

Capitolul IV DECONTAREA PE PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE ȘI PIAȚA PE PARCURSUL ZILEI

Secțiunea 1

Calcululele pentru decontarea zilnică pe PZU

645. OPEE efectuează calcululele pentru decontarea zilnică pe PZU, în fiecare zi de tranzacționare anterioare zilei de livrare.

646. OPEE determină, pentru fiecare participant la PZU și zi de livrare, suma obligațiilor de plată $P_{partPZU}$ pe care respectivul participant la PZU le are către OPEE, după cum urmează:

$$P_{partPZU} = \sum_{t \in T_{cPZU}(k,d)} p(t) \times q(t),$$

unde:

$p(t)$, $q(t)$ reprezintă prețul, respectiv cantitatea de energie electrică tranzacționată la cumpărare în intervalul orar t ;

$T_{cPZU}(k,d)$ – tranzacțiile de cumpărare a energiei electrice de pe PZU cu livrare în ziua d , pe care participantul k la PZU le-a încheiat în ziua de tranzacționare anterioară zilei de livrare.

[Pct.646 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

647. OPEE determină, pentru fiecare participant la PZU și zi de livrare suma obligațiilor de plată pe care OPEE le are către participantul la PZU, după cum urmează:

$$P_{operPZU} = \sum_{t \in T_{vPZU}(k,d)} p(t) \times q(t),$$

unde:

$p(t)$, $q(t)$ reprezintă prețul, respectiv cantitatea de energie electrică tranzacționată la vânzare în intervalul orar t ;

$T_{vPZU}(k,d)$ – tranzacțiile de vânzare de energie electrică pe PZU, cu livrare în ziua d , pe care participantul la PZU k le-a încheiat în ziua de tranzacționare anterioare zilei de livrare.

[Pct.647 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

648. OPEE determină obligațiile de plată totale/drepturile de încasare totale, adăugând, după caz, la valorile precizate la pct.646 și 647, orice taxă aplicabilă precum și tariful corespunzător OPEE.

[Pct.648 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 2

Calcululele pentru decontarea zilnică pe PPZ

649. OPEE efectuează calcululele pentru decontarea zilnică pe PPZ, în fiecare zi ulterioară zilei de tranzacționare.

650. OPEE determină, pentru fiecare participant la PPZ și zi de livrare, suma obligațiilor de plată $P_{partPPZ}$ pe care respectivul participant la PPZ le are către OPEE, după cum urmează:

$$P_{partPPZ} = \sum_{t \in T_{cPPZ}(k,d)} p(t) \times q(t),$$

unde:

$p(t)$, $q(t)$ reprezintă prețul, respectiv cantitatea de energie electrică tranzacționată la cumpărare în intervalul orar t , încheiate de participant în sistemul de tranzacționare;

$T_{cPPZ}(k,d)$ – tranzacțiile de cumpărare a energiei electrice de pe PPZ, cu livrare în ziua d , pe care participantul k la PPZ le-a încheiat în ziua de tranzacționare anterioară zilei de livrare și în ziua de livrare utilizând sistemul de tranzacționare.

[Pct.650 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

651. OPEE determină, pentru fiecare participant la PPZ și zi de livrare, suma obligațiilor de plată pe care OPEE le are către participantul la PPZ, după cum urmează:

$$P_{operPPZ} = \sum_{t \in T_{vPPZ}(k,d)} p(t) \times q(t),$$

unde:

$p(t)$, $q(t)$ reprezintă prețul, respectiv cantitatea de energie electrică tranzacționată la vânzare în intervalul orar t , încheiate de participant în sistemul de tranzacționare;

$T_{vPPZ}(k,d)$ – tranzacțiile de vânzare de energie electrică pe PPZ, cu livrare în ziua d , pe care participantul la PPZ k le-a încheiat în ziua de tranzacționare anterioară zilei de livrare și în ziua de livrare utilizând sistemul de tranzacționare.

[Pct.651 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

652. OPEE determină obligațiile de plată totale/drepturile de încasare totale, adăugând, după caz, la valorile precizate la pct.650 și 651, orice taxă aplicabilă precum și tariful corespunzător OPEE.

[Pct.652 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 3

Decontare și plată pe PZU și PPZ

653. În fiecare zi de tranzacționare, anterioară zilei de livrare, OPEE întocmește și prezintă participantului la PZU o notă de decontare, ce cuprinde cel puțin următoarele date:

1) la nivel orar, cantitățile, prețurile, valorile energiei, contravaloarea TVA (după caz) și valorile totale aferente tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice (cu semnul minus), cu livrare în ziua următoare, ale participantului la PZU;

2) la nivel de zi de livrare, cantitatea totală de energie electrică, cumpărată, de către participantul la PZU, valoarea acesteia determinată conform prevederilor pct.646, contravaloarea TVA (după caz) și valoarea totală (cu semnul minus) aferente tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice;

3) la nivel orar, cantitățile, prețurile, valorile energiei, contravaloarea TVA (după caz) și valorile totale aferente tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice, cu livrare în ziua următoare, ale participantului la PZU;

4) la nivel de zi de livrare, cantitatea totală de energie electrică, vândută de către participantul la PZU și valoarea totală a acesteia determinată conform prevederilor pct.647, contravaloarea TVA (după caz) și valoarea totală aferente tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice;

5) la nivel de zi de livrare, valorile obligațiilor nete de plată totale/drepturilor nete de încasat totale ale participantului la PZU, determinate ca sumă algebrică a valorii totale a tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice și a valorii totale a tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice, precum și valoarea tarifului corespunzător OPEE;

Pentru obligațiile nete de plată totale înregistrate de un participant la PZU, la nivelul zilei de livrare,

OPEE transmite la Banca cont central instrucțiunile de debitare directă în ziua de tranzacționare, dacă aceasta este o zi bancară lucrătoare, sau în prima zi bancară lucrătoare după ziua de tranzacționare, în celelalte cazuri; termenul de creditare a contului central al PZU este prima zi bancară lucrătoare după ziua bancară lucrătoare în care au fost transmise instrucțiunile de debitare directă.

În cazul în care banca de decontare a participantului la PZU a comunicat refuzul la plată a instrucțiunii de debitare directă, OPEE solicită executarea scrisorii de garanție bancară de plată a acestuia.

Pentru drepturile nete de încasat totale înregistrate de un participant la PZU, la nivelul zilei de livrare, OPEE transmite la Banca cont central ordinele de plată, în ziua bancară lucrătoare în care au fost încasate în contul central PZU instrucțiunile de debitare directă.

[Pct.653 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

654. În fiecare zi ulterioară zile de livrare OPEE întocmește și prezintă participantului la PPZ o notă de decontare ce cuprinde cel puțin următoarele date:

1) la nivel orar cantitățile, prețurile, valorile energiei, contravaloarea TVA (după caz) și valorile totale aferente tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice (cu semnul minus), cu livrare în ziua anterioară, ale participantului la PPZ;

2) la nivel de zi de livrare, cantitatea totală de energie electrică cumpărată de către participantul la PPZ, valoarea acesteia $P_{partPPZ}$ determinată conform prevederilor pct.650, contravaloarea TVA (după caz) și valoarea totală (cu semnul minus) aferente tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice;

3) la nivel orar, cantitățile, prețurile, valorile energiei, contravaloarea TVA (după caz) și valorile totale aferente tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice, cu livrare în ziua anterioară, ale participantului la PPZ;

4) la nivel de zi de livrare, cantitatea totală de energie electrică vândută de participantul la PPZ și valoarea totală a acesteia $P_{operPPZ}$ determinată conform prevederilor pct.651, contravaloarea TVA (după caz) și valoarea totală aferente tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice;

5) la nivel de zi de livrare, valorile obligațiilor nete de plată totale/drepturilor nete de încasat totale ale participantului la PPZ, determinate ca sumă algebrică a valorii totale a tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice și a valorii totale a tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice, precum și valoarea tarifului corespunzător OPEE;

Pentru obligațiile nete de plată totale înregistrate de un participant la PPZ, la nivelul zilei de livrare, OPEE transmite la Banca cont central instrucțiunile de debitare directă în prima zi bancară lucrătoare care urmează zilei de livrare; termenul de creditare a contului central al PPZ este prima zi bancară lucrătoare după ziua bancară lucrătoare în care au fost transmise instrucțiunile de debitare directă.

În cazul în care banca de decontare a participantului la PPZ a comunicat refuzul la plată a instrucțiunii de debitare directă, OPEE solicită executarea scrisorii de garanție bancară de plată a acestuia.

Pentru drepturile nete de încasat totale înregistrate de un participant la PPZ, la nivelul zilei de livrare, OPEE transmite la Banca cont central ordinele de plată, în ziua bancară lucrătoare în care au fost încasate în contul central PZU instrucțiunile de debitare directă.

[Pct.654 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

655. OPEE emite facturi lunare către fiecare participant la PZU/PPZ pentru obligațiile de plată totale ale participantului la PZU/PPZ corespunzătoare tranzacțiilor de cumpărare realizate de participantul la PZU/PPZ, pentru luna de livrare corespunzătoare.

[Pct.655 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

656. Fiecare participant la PZU/PPZ, emite facturi pentru drepturile de încasat totale, corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare realizate de participantul la PZU/PPZ pentru luna de livrare corespunzătoare.

[Pct.656 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

657. În considerarea faptului că valorile zilnice ale instrucțiunilor de debitare directă/ordinelor de plată, încasate/plătite au fost determinate pe baza valorii nete totale a tranzacțiilor, la nivel de zi de livrare, ulterior încheierii lunii de livrare, pe baza facturilor emise de OPEE și de Participantul la PZU/PPZ, precum și a încasărilor și plăților efectuate în cursul lunii de livrare, se determină valorile aferente regularizărilor lunare, care se vor efectua conform prevederilor legale aplicabile.

[Pct.657 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Capitolul V DECONTAREA PE PIAȚA DE ECHILIBRARE

Secțiunea 1

Calculul cantităților de energie electrică tranzacționate pe PEE

658. OST efectuează în fiecare lună calendaristică calculele de determinare a cantităților de energie electrică contractate, respectiv livrate pe PEE, și transmite fiecărui participant la PEE, în vederea decontării, o notă de decontare lunară în termen de trei 3 zile lucrătoare de la validarea valorilor măsurate.

659. OST calculează cantitățile contractate de energie electrică de echilibrare, respectiv cantitățile de energie de echilibrare livrate în conformitate cu prevederile din secțiunile 4 și respectiv 5 din Capitolul II al Titlului X. OST efectuează calculele separat pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare, pentru fiecare participant la PEE și pentru fiecare tranzacție pe PEE pe care respectivul participant la PEE a încheiat-o în luna de livrare.

[Pct.659 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 2 Decontare și plăți

660. OST efectuează, pentru fiecare lună de livrare, calculele de decontare a cantităților de energie electrică tranzacționate pe PEE și le transmite fiecărui participant la PEE cu nota de decontare lunară prevăzută la pct.658.

661. Pentru fiecare tranzacție încheiată pe PEE de către participantul la PEE, OST calculează următoarele obligații de plată:

1) obligația de plată $P_{aFRR,C}(t,d,i)$ a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

2) obligația de plată $P_{aFRR,R}(t,d,i)$ a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

3) obligația de plată $P_{mFRR,C}(t,d,i)$ a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacțiilor participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

4) obligația de plată $P_{mFRR,R}(t,d,i)$ a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacțiilor participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

5) obligația de plată $P_{RR,C}(d,i)$ a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, aferentă tranzacțiilor participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

6) obligația de plată $P_{RR,R}(d,i)$ a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere, aferentă tranzacțiilor participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

7) obligația de plată $P_{pom}(t)$ a OST către participantul la PEE pentru prestarea serviciului de pornire a unei unități de producere, aferent tranzacției t a participantului la PEE;

8) obligația de plată $P_{rc}(t)$ a OST către participantul la PEE pentru prestarea serviciului de menținere în rezervă caldă, aferent tranzacției t a participantului la PEE.

662. Obligația de plată $P_{aFRR,C}(t,d,i)$ a OST către participantul la PEE, sau, după caz, a OST către participantul la PEE, pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d se calculează după cum urmează:

$$\begin{aligned}P_{aFRR,C}(t,d,i) &= P_{aFRR,C,min}(t) + P_{aFRR,C,livrat}(t,d,i), \\P_{aFRR,C,min}(t) &= \frac{1}{2} \times f \times p(t) \times q_b(t), \\P_{aFRR,C,livrat}(t,d,i) &= p(t) \times q_{livrat}(d,i),\end{aligned}$$

unde:

$P_{aFRR,C,min}(t)$ reprezintă dreptul de încasare minim pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare benzii de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței selectate conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V al Titlului VI, aferentă tranzacției t ;

$P_{aFRR,C,livrat}(t,d,i)$ – dreptul de încasare pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere livrată, aferentă tranzacției t ;

f – factor de bandă de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței;

$p(t)$ – prețul corespunzător tranzacției t ;

$q_b(t)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare benzii de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței selectate conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V al Titlului VI, aferentă tranzacției t ;

$q_{livrat}(d,i)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere livrată de către participantul la PEE, în intervalul de dispecerizare i al zilei d , determinată conform prevederilor din secțiunea 4 din Capitolul II al Titlului X.

663. Obligația de plată $P_{aFRR,R}(t,d,i)$ a participantului la PEE către OST, sau, după caz, a OST către participantul la PEE, pentru livrarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d se determină după cum urmează:

$$\begin{aligned}P_{aFRR,R}(t,d,i) &= P_{aFRR,R,livrat}(t,d,i) - P_{aFRR,R,min}(t) \\P_{aFRR,R,min}(t) &= \frac{1}{2} \times f \times p(t) \times q_b(t) \\P_{aFRR,R,livrat}(t,d,i) &= p(t) \times q_{livrat}(d,i)\end{aligned}$$

unde:

$P_{aFRR,R,min}(t)$ reprezintă dreptul de încasare minim pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare benzii de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței selectată conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V al Titlului VI, aferente tranzacției t ;

$P_{aFRR,R,livrat}(t,d,i)$ – obligația de plată pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere livrată, aferente tranzacției t ;

f – factor de bandă de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței;

$p(t)$ – prețul, respectiv cantitatea corespunzătoare tranzacției t ;

$q_b(t)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare benzii de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței selectate conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V al Titlului VI, aferentă tranzacției t ;

$q_{livrat}(d,i)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere livrată de către participantul la PEE, în intervalul de dispecerizare i al zilei d , determinată conform prevederilor din secțiunea 4 din Capitolul II al Titlului X.

664. OST stabilește și, cu avizarea Agenției, publică valoarea factorului de bandă f . Aceasta poate

fi modificată de către OST, cu avizul Agenției, valoarea modificată fiind anunțată cu cel puțin două zile înainte de prima zi de livrare la care se aplică.

665. Obligația de plată $P_{mFRR,C}(t,d,i)$ a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacțiilor t ale participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d se calculează după cum urmează:

$$P_{mFRR,C}(t,d,i) = \sum_{t \in T_{mFRR,C}(d,i)} p(t) \times q_{livrat}(t)$$

unde:

$T_{mFRR,C}(t,d,i)$ reprezintă toate tranzacțiile t încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p(t)$, $q_{livrat}(t)$ – prețul, respectiv energia electrică de echilibrare livrată, corespunzătoare tranzacției t .

666. Obligația de plată $P_{mFRR,R}(t,d,i)$ a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacțiilor t ale participantului la PE în intervalul de dispecerizare i al zilei d se calculează după cum urmează:

$$P_{mFRR,R}(t,d,i) = \sum_{t \in T_{mFRR,R}(d,i)} p(t) \times q_{livrat}(t)$$

unde:

$T_{mFRR,R}(d,i)$ reprezintă toate tranzacțiile încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p(t)$, $q_{livrat}(t)$ – prețul, respectiv energia electrică de echilibrare livrată, corespunzătoare tranzacției t .

667. Obligația de plată $P_{RR,C}(t,d,i)$ a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor pentru creșterea de putere, aferentă tranzacțiilor t ale participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d se calculează după cum urmează:

$$P_{RR,C}(t,d,i) = \sum_{t \in T_{RR,C}(d,i)} p(t) \times q_{livrat}(t)$$

unde:

$T_{RR,C}(t,d,i)$ reprezintă toate tranzacțiile t încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor pentru creșterea de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p(t)$, $q_{livrat}(t)$ – prețul, respectiv energia electrică de echilibrare livrată, corespunzătoare tranzacției t .

668. Obligația de plată $P_{RR,R}(t,d,i)$ a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor pentru reducerea de putere, aferentă tranzacțiilor t ale participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d se calculează după cum urmează:

$$P_{RR,R}(t, d, i) = \sum_{t \in T_{RR,R}(d, i)} p(t) \times q_{livrat}(t)$$

unde:

$T_{RR,R}(t, d, i)$ reprezintă toate tranzacțiile încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor pentru reducerea de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p(t)$, $q_{livrat}(t)$ – prețul, respectiv energia electrică de echilibrare livrată, corespunzătoare tranzacției t .

669. Obligația de plată $P_{pom}(t)$ a OST către participantul la PEE pentru prestarea serviciului de pornire a unei unități de producere, aferent tranzacției t a participantului la PEE este egală cu prețul $p(t)$ corespunzător tranzacției t .

670. Obligația de plată $P_{rc}(t)$ a OST către participantul la PEE pentru furnizarea serviciului de menținere în rezervă caldă, aferent tranzacției t a participantului la PEE se determină după cum urmează:

$$P_{rc}(t) = p(t) \times h(t)$$

unde:

$p(t)$ este prețul tranzacției t ;

$h(t)$ – numărul de intervale de dispecerizare în care serviciul respectiv a fost solicitat de către OST prin tranzacția t .

671. Penalitatea pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată și manuală a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei de livrare d se calculează astfel:

$$Pen_{FRR,C}(d, i) = \left(\sum_{t \in T_{FRR,C}(d, i)} q(t) - q_{FRR,C, livrat}(d, i) \right) \times pen_{FRR,C}(d, i)$$

$$pen_{FRR,C}(d, i) = PF_{FRR,C} \times \{ \text{Max}\{p(k, d, i) \ \forall k \in T_{FRR,C, total}(d, i)\} - p_{min}(T_{FRR,C}(d, i)) \},$$

unde:

$T_{FRR,C}(d, i)$ reprezintă toate tranzacțiile încheiate de către participantul la PE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$q(t)$ – energia de echilibrare corespunzătoare tranzacției t ;

$Pen_{FRR,C}(d, i)$ – penalitatea pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t din intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$pen_{FRR,C}(d, i)$ – penalitatea specifică pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$q_{FRR,C, livrat}(d, i)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere livrată de către participantul la PE ca urmare a tranzacției t , în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$PF_{FRR,C}$ – factor de penalizare pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere, stabilit de către Agenție ($PF_{FRR,C} > 1$);

$T_{FRR,C, total}(d, i)$ – toate tranzacțiile încheiate de către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p(k,d,i)$ – cel mai mare preț al ofertelor selectate pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p_{min}(T_{FRR,C}(d,i))$ – cel mai mic preț al tranzacției încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

k – unitatea de producere care a fost selectată pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d .

672. Penalitatea pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată și manuală a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d se calculează astfel:

$$Pen_{FRR,R}(d,i) = \left(\sum_{t \in T_{FRR,R}(d,i)} q(t) - q_{FRR,R,livrat}(d,i) \right) \times pen_{FRR,R}(d,i),$$

$$pen_{FRR,R}(d,i) = PF_{FRR,R} \times \{Max\{p(k,d,i) \quad \forall k \in T_{FRR,R,total}(d,i)\} - p_{min}(T_{FRR,R}(d,i))\},$$

unde:

$T_{FRR,R}(d,i)$ reprezintă toate tranzacțiile încheiate de către participantul la PE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$q(t)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare tranzacției t ;

$Pen_{FRR,R}(d,i)$ – penalitatea pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacției t din intervalul de dispecerizare i al zilei de livrare d ;

$pen_{FRR,R}(d,i)$ – penalitatea specifică pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$q_{FRR,R,livrat}(d,i)$ – energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere livrată de către participantul la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$PF_{FRR,R}$ – factor de penalizare pentru livrarea parțială sau nelivrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere, stabilit de către Agenție ($PF_{FRR,R} > 1$);

$T_{FRR,R,total}(d,i)$ – toate tranzacțiile încheiate de către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p_{min}(T_{FRR,R}(d,i))$ – cel mai mic preț al tranzacției încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d ;

$p(k,d,i)$ – cel mai mare preț al ofertelor selectate pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei de livrare d ;

k – unitatea de producere care a fost selectată pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al zilei d .

673. Modalitatea de determinare a penalităților pentru nefurnizarea energiei de echilibrare, pentru procesul de înlocuire a rezervelor, pentru serviciului de pornire a unei unități de producere, respectiv a serviciului de menținere în rezervă caldă sunt stabilite de către Agenție la propunerea OST.

674. Nota de decontare lunară transmisă fiecărui participant la PEE, prevăzută la pct.658 cuprinde cel puțin următoarele date:

1) cantitatea de energie electrică de echilibrare contractată cu OST pe PEE de respectivul participant la PEE, determinată conform prevederilor din secțiunea 3 din Capitolul II al Titlului X, respectiv energia electrică de echilibrare livrată de respectivul participant la PEE către OST, determinată conform prevederilor din secțiunea 4 din Capitolul II al Titlului X, defalcate:

a) pe fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare;

b) pe fiecare unitate de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz;

c) pentru fiecare tranzacție încheiată în intervalul de dispecerizare, cu precizarea unității de producere/centralei electrice sau locului de consum dispecerizabil, după caz, și separat pentru energia electrică de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere, procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere, procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, procesului de înlocuire a rezervelor pentru creșterea de putere, procesului de înlocuire a rezervelor pentru reducerea de putere, pentru serviciul de pornire, respectiv de menținere în rezervă caldă a unei unități de producere;

2) valorile aferente fiecărui interval de dispecerizare, determinate conform prevederilor pct.662, 663, 665, 666, 667 și 670, cu precizarea distinctă a prețurilor utilizate în determinarea obligațiunilor de plată și cantităților aferente respectivelor tranzacții;

3) obligațiile lunare de plată, respectiv drepturile lunare de încasare pentru tranzacțiile încheiate de respectivul participant la PEE în luna de livrare, egale cu suma valorilor de la pct.663, 666, respectiv de la pct.662, 665, 667, 670, aferente intervalelor de dispecerizare din luna de livrare;

4) obligațiile finale de plată, respectiv drepturile finale de încasare pentru tranzacțiile încheiate de respectivul participant la PEE în luna de livrare, care se calculează adăugând, după caz, la obligațiile lunare de plată sau la drepturile lunare de încasare prevăzute la subpct.3), orice taxă aplicabilă, tipul și valoarea taxei se vor preciza distinct;

5) obligațiile lunare de plată, respectiv drepturile lunare de încasare pentru tranzacțiile încheiate de respectivul participant la PEE în luna de livrare, separat pentru energia de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere, procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere, procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, procesului de înlocuire a rezervelor pentru creșterea de putere, procesului de înlocuire a rezervelor pentru reducerea de putere, pentru serviciul de pornire, respectiv de menținere în rezervă caldă a unei unități de producere;

6) obligațiile de plată ale participantului la PEE corespunzătoare penalităților.

[Pct.674 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

675. Valorile care desemnează cantități de energie electrică trebuie înțelese ca numere pozitive în prezenta secțiune.

676. OST va emite o factură către fiecare participant la PEE pentru obligațiile finale de plată ale acestuia față de OST, precum și o factură pentru obligațiile lunare de plată ale participantului la PEE corespunzătoare penalităților, prevăzute în nota de decontare lunară, în ziua lucrătoare în care a transmis fiecărui participant la PEE notificarea prevăzută la pct.677.

677. Fiecare participant la PEE va emite o factură către OST pentru obligațiile finale de plată ale acestuia către participantul la PEE respectiv, prevăzute în nota de decontare lunară, în ziua lucrătoare în care a primit o notificare de la OST prin care anunță terminarea operației(lor) de la secțiunea 2 sau/și 3 din Capitolul X și că factura poate fi emisă.

678. Facturile se vor achita în termen de șapte 7 zile lucrătoare de la data înregistrării lor la cumpărător. Plățile se vor considera efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate din contul plătitorului.

Secțiunea 3

Determinarea cotelor din costurile sau veniturile care trebuie atribuite echilibrării sistemului și managementului congestiilor interne

679. OST calculează, pentru fiecare tranzacție aferentă energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau procesului de înlocuire a rezervelor:

1) energia electrică de echilibrare care trebuie atribuită managementului congestiilor interne;

2) cotele din costurile sau veniturile corespunzătoare energiei electrice de echilibrare care trebuie atribuite echilibrării sistemului, respectiv managementului congestiilor interne.

680. Calculul cotelor prevăzute la pct.679, subpct.2) se bazează pe selectarea făcută de către OST a energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau procesului de înlocuire a rezervelor, aferentă fiecărei unități de producere sau loc de consum dispecerizabil, după caz, pe fiecare interval de dispecerizare din ziua de livrare, ținând seamă de orice abatere de la ordinea de merit în conformitate cu prevederile secțiunii 8 din Capitolul V al Titlului VI. Detaliile de calcul sunt precizate într-o procedură elaborată de OST și supusă consultării publice. După avizarea de către Agenție, OST pune procedura la dispoziția participanților pieței energiei electrice și altor părți interesate prin publicarea pe pagina web oficială.

681. La calculul cotelor prevăzute la pct.679, subpct.2) se consideră că toate tranzacțiile aferente energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței au fost încheiate numai pentru echilibrarea sistemului.

Secțiunea 4

Determinarea costurilor sau veniturilor pentru echilibrarea sistemului, managementul congestiilor interne, serviciile de pornire și de menținere în rezervă caldă

682. OST determină pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare veniturile sau costurile pentru echilibrarea sistemului, managementul congestiilor interne, serviciile de pornire și de menținere în rezervă caldă.

683. OST calculează venitul pentru echilibrarea sistemului la reducere de putere pe fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare astfel:

$$R_R(i) = \frac{\sum_{t \in T_{aFRR,R}} P_{aFRR,R}(t, d, i)}{N} + \sum_{t \in T_{mFRR,R}(i)} (s_{mFRR,R}(t) \times P_{mFRR,R}(t, d, i)) + \sum_{t \in T_{RR,R}(i)} (s_{RR,R}(t) \times P_{RR,R}(t, d, i)) + P_{SN}(d, i)$$

unde:

$T_{aFRR,R}$ reprezintă toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere în luna de livrare;

N – numărul de intervale de dispecerizare din luna de livrare;

$P_{aFRR,R}(t, d, i)$ – obligația de plată $P_{aFRR,R}$ a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de reducere de putere, calculată conform prevederilor din pct.663 al prezentelor Reguli;

$T_{mFRR,R}(i)$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al lunii de livrare;

$s_{mFRR,R}(t)$ – cota din obligația de plată a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor din pct.666;

$P_{mFRR,R}(t, d, i)$ – obligația de plată a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform

prevederilor din pct.666.

$T_{RR,R(i)}$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere în intervalul de dispecerizare i al lunii de livrare;

$S_{RR,R(t)}$ – cota din obligația de plată a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor din pct.668;

$P_{RR,R(t,d,i)}$ – obligația de plată a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor din pct.668;

$P_{SN}(d,i)$ – obligațiile de plată către OST pentru interval de dispecerizare i ce reies din necesitatea compensării fluxurilor tehnologice de energie electrică cu OST din țările vecine, sau din obligațiile financiare ce reies din acordurile semnate cu OST din țările vecine, ce țin de compensarea fluxurilor tehnologice, acestea se consideră pozitive când reprezintă un venit și negative în cazul unei cheltuieli.

684. OST calculează costul pentru echilibrarea sistemului la creșterea de putere pe fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare astfel:

$$R_C(i) = \frac{\sum_{t \in T_{aFRR,C}} P_{aFRR,C}(t, d, i)}{N} + \sum_{t \in T_{mFRR,C(i)}} [(s_{mFRR,C}(t))] \times P_{mFRR,C}(t, d, i) \\ + \sum_{t \in T_{RR,C(i)}} [(s_{RR,C}(t))] \times P_{RR,C}(t, d, i) + P_{SN}(d, i)$$

unde:

$T_{aFRR,C}$ reprezintă toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere în luna de livrare;

N – numărul de intervale de dispecerizare din luna de livrare;

$P_{aFRR,C}(t,d,i)$ – obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor din pct.663;

$T_{mFRR,C(i)}$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al lunii de livrare;

$S_{mFRR,C}(t)$ – cota din obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.665;

$P_{mFRR,C}(t,d,i)$ – obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.665;

$T_{RR,C(i)}$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere în intervalul de dispecerizare i al lunii de livrare;

$S_{RR,C}(t)$ – cota din obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere,

aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.667;

$P_{RR,C}(t,d,i)$ – obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.667;

$P_{SN}(d,i)$ – obligațiile de plată ale OST pentru interval de dispecerizare i ce reies din necesitatea compensării fluxurilor tehnologice de energie electrică cu OST din țările vecine, sau din obligațiile financiare ce reies din acordurile semnate cu OST din țările vecine, ce țin de compensarea fluxurilor tehnologice, acestea se consideră pozitive când reprezintă un venit și negative în cazul unei cheltuieli.

685. OST calculează valoarea decontării pentru managementul congestiilor interne pentru întreaga lună de livrare, astfel:

$$R_{cong} = \sum_{t \in T_{mFRR,C}} \left((1 - s_{mFRR,C}(t)) \times P_{mFRR,C}(t, d, i) \right) + \sum_{t \in T_{RR,C}} \left((1 - s_{RR,C}(t)) \times P_{RR,C}(t, d, i) \right) - \sum_{t \in T_{mFRR,R}} \left((1 - s_{mFRR,R}(t)) \times P_{mFRR,R}(t, d, i) \right) - \sum_{t \in T_{RR,R}} \left((1 - s_{RR,R}(t)) \times P_{RR,R}(t, d, i) \right)$$

unde:

$T_{mFRR,C}$ și $T_{mFRR,R}$ reprezintă toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, respectiv de reducere de putere, în luna de livrare;

$T_{RR,C}$, $T_{RR,R}$ reprezintă toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, respectiv de reducere de putere, în luna de livrare;

$P_{mFRR,C}(t,d,i)$ – obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.665;

$P_{RR,C}(t,d,i)$ – obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere, aferentă tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.667;

$P_{mFRR,R}(t,d,i)$ – obligația de plată a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere, aferente tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.666;

$P_{RR,R}(t,d,i)$ – obligația de plată a participantului la PEE către OST pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere, aferente tranzacției t a participantului la PEE în intervalul de dispecerizare i al zilei d , calculată conform prevederilor de la pct.668.

686. OST calculează costul pentru serviciile de pornire și de menținere în rezervă caldă pentru întreaga lună de livrare astfel:

$$R_S = \sum_{t \in T_{porn}} P_{porn}(t) + \sum_{t \in T_{rc}} P_{rc}(t)$$

unde:

$P_{porn}(t)$ reprezintă obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru prestarea serviciului de pornire a unei unități de producere, aferent tranzacției t a participantului la PEE, calculat conform prevederilor pct.667;

$P_{rc}(t)$ – obligația de plată a OST către participantul la PEE pentru prestarea serviciului de menținere în rezervă caldă, aferent tranzacției t a participantului la PEE, calculat conform prevederilor pct.670;

T_{porn} și T_{rc} – reprezintă toate tranzacțiile pentru prestarea serviciului de pornire, respectiv de menținere în rezervă caldă, în luna de livrare.

687. În cazul în care valoarea calculată la pct.685 este negativă reprezintă un venit pentru OST, iar în cazul în care este pozitivă reprezintă un cost pentru OST.

Capitolul VI

DECONTAREA DEZECHILIBRELOR PĂRȚILOR

RESPONSABILE DE ECHILIBRARE

Secțiunea 1

Calculul prețurilor pentru decontarea dezechilibrelor părților responsabile de echilibrare

688. OST emite către fiecare PRE/grup de echilibrare, pentru fiecare lună de livrare, o notă de decontare care va cuprinde, pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare, datele prevăzute la pct.694 corespunzătoare decontării dezechilibrelor PRE/grup de echilibrare. Nota de decontare lunară va fi emisă de către OST în termen de trei zile lucrătoare de la validarea valorilor măsurate de la OSD.

689. OST determină, pentru fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare următoarele prețuri pentru decontarea dezechilibrelor PRE:

1) prețul pentru deficit de energie electrică, care reprezintă prețul unitar pe care o PRE/grup de echilibrare trebuie să îl plătească OST pentru dezechilibrele negative ale respectivei PRE/grup de echilibrare;

2) prețul pentru excedent de energie electrică, care reprezintă prețul unitar pe care o PRE/grup de echilibrare îl primește de la OST pentru dezechilibrele pozitive ale respectivei PRE/grup de echilibrare.

690. Prețul pentru deficit de energie electrică $P_{DEF}(i)$ pentru fiecare interval de dispecerizare „i” se calculează după cum urmează:

1) În cazul în care pentru intervalul de dispecerizare „i”, a fost dispusă și total sau parțial efectiv livrată energia electrică de echilibrare, la creștere de putere, atribuite echilibrării sistemului electroenergetic, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei:

$$P_{DEF(i)} = \frac{R_c(i)}{q_c(i)} \text{ dar nu mai mare decât valoarea } PIP(i) \times k_{plaf,DEF}^{max}$$

unde:

$R_c(i)$ – costul pentru echilibrarea sistemului electroenergetic la creștere de putere în intervalul de dispecerizare „i”, determinat conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V și/sau rezultat din procesul de decontare a devierilor neintenționate cu sistemele electroenergetice interconectate;

$q_c(i)$ – cantitatea de energie electrică de echilibrare la creștere de putere livrată în intervalul de dispecerizare „i”;

$PIP(i)$ – prețul de închidere a PZU pentru zona națională de tranzacționare aplicabil intervalului de dispecerizare respectiv. Până la lansarea PZU, în locul $PIP(i)$ va fi utilizat prețul mediu ponderat al energiei electrice achiziționată de furnizorii de energie electrică care furnizează energie electrică la prețuri reglementate în luna pentru care se decontează dezechilibrele, fără a lua în considerare energia

electrică achiziționată de la beneficiarii de scheme de sprijin și cea generată de centralele electrice de termoficare urbane;

$k_{plaf,DEF}^{max}$ – coeficient de plafonare al prețului maxim pentru deficit de energie electrică, care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

2) În cazul în care pentru intervalul de dispecerizare „i”, nu a fost dispusă livrarea energiei electrice de echilibrare, la creștere de putere, atribuite echilibrării sistemului electroenergetic, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei, prețul pentru deficit de energie electrică:

$$P_{DEF}(i) = f_{i,def} \times PIP(i)$$

unde:

$f_{i,def}$ – factor de dezechilibru care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

[Pct.690 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

691. Prețul pentru excedent de energie electrică $P_{EX}(i)$ pentru fiecare interval de dispecerizare „i” se calculează după cum urmează:

1) În cazul în care pentru intervalul de dispecerizare „i”, a fost dispusă și total sau parțial efectiv livrată energia electrică de echilibrare, la reducere de putere, atribuite echilibrării sistemului electroenergetic, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei:

$$P_{EX}(i) = \frac{R_R(i)}{q_R(i)} \text{ dar nu mai mic decât valoarea } PIP(i) \times k_{plaf,EX}^{min}$$

și nu mai mare decât valoarea $PIP(i) \times k_{plaf,EX}^{max}$

unde:

$R_R(i)$ – venitul pentru echilibrarea sistemului electroenergetic la reducere de putere în intervalul de dispecerizare „i”, determinat conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V și/sau rezultat din procesul de decontare a devierilor neintenționate cu sistemele electroenergetice interconectate;

$q_R(i)$ – cantitatea de energie electrică de echilibrare la reducere de putere livrată în intervalul de dispecerizare „i”;

$k_{plaf,EX}^{min}$ – coeficient de plafonare al prețului minim pentru excedent de energie electrică de echilibrare, care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova;

$k_{plaf,EX}^{max}$ – coeficient de plafonare al prețului maxim pentru excedent de energie electrică, care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

2) În cazul în care pentru intervalul de dispecerizare „i”, nu a fost dispusă livrarea energiei electrice de echilibrare, la reducere de putere, atribuite echilibrării sistemului electroenergetic, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei, prețul pentru excedent de energie electrică:

$$P_{EX}(i) = f_{i,sur} \times PIP(i)$$

unde:

$f_{i,sur}$ – factor de dezechilibru care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

3) Pentru fiecare PRE „j” în parte și interval de dispecerizare „i”, prețurile determinate conform prevederilor subpunctelor 1) și 2) se aplică doar cu condiția că:

$$DEZ_{EX,PRE(i,j)} \leq k_{cont,EX} \times |PNC_{PRE(i,j)}|$$

unde:

$DEZ_{EX,PRE(i,j)}$ – dezechilibrul în excedent a PRE „j” în intervalul de dispecerizare „i”, MWh;

$k_{cont,EX}$ – coeficient de control, care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova;

$|PNC_{PRE(i,j)}|$ – valoarea absolută a poziției nete contractate ale PRE „j” în intervalul de dispecerizare „i”, MWh.

4) În cazul în care pentru un PRE „j”, în intervalul de dispecerizare „i”, condiția din subpunctul 3) nu se respectă, pentru PRE-ul respectiv în intervalul de dispecerizare prețul pentru excedent de energie este calculat astfel:

$$P_{EXC(i,j)} = f_{cor}^{EX} \times PIP(i)$$

unde:

f_{cor}^{EX} – factor de corecție, care se stabilește printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

[Pct.691 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

692. Valorile factorilor de dezechilibru $f_{i,def}$ și $f_{i,sur}$, factorului de corecție f_{cor}^{EX} , coeficienților de plafonare $k_{plaf,DEF}^{max}$, $k_{plaf,EX}^{min}$, $k_{plaf,EX}^{max}$, precum și valoarea coeficientului de control $k_{cont,EX}$ se stabilesc printr-o hotărâre separată a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

[Pct.692 în redacția Hot. ANRE nr.387 din 30.06.2023, în vigoare 13.07.2023]

Secțiunea 2

Calculul decontării dezechilibrelor părților responsabile pentru echilibrare

693. Pentru fiecare PRE/grup de echilibrare, OST calculează următoarele valori $P_{DEZ(i)}$ care, în cazul în care sunt negative, semnifică obligațiile de plată ale acestuia către OST, iar în cazul în care sunt pozitive semnifică drepturile de încasare ale acestuia de la OST, pentru fiecare interval de dispecerizare i al lunii de livrare, după cum urmează:

$$P_{DEZ(i)} = DEZ(i) \times P_{DEF(i)}, \text{ dacă } DEZ(i) < 0,$$

$$P_{DEZ(i)} = DEZ(i) \times P_{EX(i)}, \text{ dacă } DEZ(i) > 0,$$

unde:

$DEZ(i)$ reprezintă dezechilibrul respectivei PRE/grup de echilibrare în intervalul de dispecerizare i , determinat conform prevederilor secțiunii 1 din Capitolul III al Titlului X;

$P_{DEF(i)}$ – prețul pentru deficit de energie electrică pentru intervalul de dispecerizare i , determinat conform prevederilor secțiunii 1;

$P_{EX(i)}$ – prețul pentru excedent de energie electrică pentru intervalul de dispecerizare i , determinat conform prevederilor secțiunii 1.

694. Nota de decontare lunară emisă și transmisă fiecărei PRE/grup de echilibrare de către OST va cuprinde cel puțin următoarele:

1) valorile de la pct.693, cu precizarea dezechilibrului respectivei PRE/grup de echilibrare determinat în conformitate cu prevederile secțiunii 1 din Capitolul III al Titlului X, prețului pentru deficit de

energie, respectiv prețului pentru excedent de energie electrică, după caz, pentru fiecare interval de dispecerizare *i* din luna de livrare;

2) obligațiile de plată lunară ale PRE/grup de echilibrare către OST, după caz, determinate prin însumarea valorilor negative de la pct.693;

3) drepturile lunare de încălzire ale PRE/grup de echilibrare de la OST, după caz, determinate prin însumarea valorilor pozitive de la pct.693;

4) obligațiile finale de plată ale PRE/grup de echilibrare către OST, respectiv drepturile finale de încălzire ale PRE/grup de echilibrare de la OST în luna de livrare, care se calculează adăugând, după caz, la obligațiile lunare prevăzute la subpct.2) sau la drepturile lunare de încălzire prevăzute la subpct.3), orice taxă aplicabilă; tipul și valoarea taxei se vor preciza distinct.

695. OST emite o factură către fiecare PRE, responsabil al grupului de echilibrare pentru obligațiile finale de plată ale acestuia către OST, precizate în nota de decontare lunară, în ziua lucrătoare în care a transmis fiecărei PRE/grup de echilibrare notificarea prevăzută la pct.696.

696. Fiecare PRE, responsabil al grupului de echilibrare emite o factură către OST pentru drepturile sale de încălzire de la OST, precizate în nota de decontare lunară, în ziua lucrătoare în care a primit o notificare de la OST prin care anunță terminarea operației(lor) de la secțiunea 2 sau/și 3 din Capitolul X și că factura poate fi emisă.

697. Facturile se vor achita în termen de șapte zile (7) lucrătoare de la data emiterii. Plățile se vor considera efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate din/în contul bancar al OST. În cazul neachitării plăților în termenul indicat în factură, OST va aplica prevederile contractului de echilibrare.

[Pct.697 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

697¹. În cazul în care ulterior emiterii facturii pentru dezechilibre din motive obiective se constată necesitatea modificării prețului pentru dezechilibre, dezechilibrului sau costurilor/veniturilor suplimentare, OST va lua în considerare acest fapt în procesul de facturare pentru luna următoare, fără a modifica facturile emise și înaintate participanților pieței.

[Pct.697¹ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Capitolul VII

DECONTAREA SERVICIILOR DE SISTEM ȘI CHELTUIELILOR CU COMPENSAREA FLUXURILOR TEHNOLOGICE DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN REȚELELE ELECTRICE

Secțiunea 1

Calcul pentru decontarea serviciilor tehnologice de sistem

698. În fiecare lună calendaristică OST efectuează decontarea pentru luna anterioară a tuturor contractelor pentru servicii de sistem încheiate conform prevederilor Capitolelor II, III și IV din Titlul VI, în conformitate cu prevederile respectivelor contracte.

699. Serviciile de sistem contractate sunt decontate la prețul de contract și pentru cantitatea realizată de servicii de sistem stabilită conform prevederilor contractului. Penalitățile aplicate pentru nerealizarea cantităților contractate de servicii de sistem, precum și pentru neplata sau plata cu întârziere a acestora sunt decontate conform prevederilor din contract.

[Pct.699 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 2

Decontarea cheltuielilor cu compensarea fluxurilor tehnologice de energie electrică

700. Valoarea și periodicitatea decontării cheltuielilor cu compensarea fluxurilor tehnologice de energie electrică se calculează conform Acordurilor de compensare a fluxurilor tehnologice semnate de OST cu OST din țările vecine și aprobate de Agenție în condițiile Legii cu privire la energia electrică.

701. Calculele se bazează pe metodologia convenită de OST cu OST din țările vecine, specificată în Acordul de compensare a fluxurilor tehnologice semnate de OST cu OST din țările vecine.

Capitolul VIII

DECONTAREA COSTURILOR SAU VENITURILOR SUPLIMENTARE PROVENITE DIN ECHILIBRAREA SISTEMULUI

702. OST efectuează, pentru fiecare lună de livrare, calculele pentru determinarea și decontarea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic și transmite o notă de decontare lunară fiecărei PRE/responsabil al grupului de echilibrare, în termen de trei zile lucrătoare de la primirea valorilor măsurate de la OSD.

[Pct.702 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

703. Costul sau venitul suplimentar lunar provenit din echilibrarea sistemului este egal cu:

1) costul OST pentru echilibrarea sistemului la creștere de putere, calculat ca sumă pe toate intervalele de dispecerizare ale lunii respective a costurilor OST pentru echilibrarea sistemului determinate conform prevederilor din secțiunea 4 a Capitolului V minus;

2) venitul OST pentru echilibrarea sistemului la reducere de putere, determinat ca sumă pe toate intervalele de dispecerizare ale lunii respective a veniturilor OST pentru echilibrarea sistemului determinate conform prevederilor din secțiunea 4 a Capitolului V, plus, în cazul în care nu a fost inclus în prețul dezechilibrelor;

3) costul OST pentru serviciile de pornire și de menținere în rezervă caldă, determinat conform prevederilor secțiunea 4 a Capitolului V, plus;

4) costul OST pentru dezechilibrele PRE, determinat conform prevederilor Capitolului VI, minus;

5) venitul OST pentru dezechilibrele PRE, determinat conform prevederilor Capitolului VI, minus;

6) venitul OST de la participanții la PEE ca urmare a penalităților stabilite conform pct.673, și plus dacă este cost/minus dacă este venit;

7) valoarea pentru compensarea fluxurilor tehnologice, determinată conform prevederilor Capitolului VII;

8) plus costul/minus venitul pentru managementul congestiilor.

[Pct.703 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.703 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

704. În cazul în care valoarea rezultată din pct.703 este pozitivă, aceasta reprezintă costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului și în cazul în care este negativă aceasta reprezintă venitul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului.

705. OST publică o notă de informare care va cuprinde datele prevăzute la pct.703, după efectuarea calculelor conform prevederilor pct.702.

706. Agenția stabilește cota din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic care este reținută de către OST. Valoarea rămasă „S_{res}” din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic este numită „valoare suplimentară” și este alocată tuturor PRE/responsabililor grupurilor de echilibrare. Aceasta se calculează după cum urmează:

$$S_{res} = RP * (1 - q_{OTS})$$

unde:

RP – costul sau venitul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului, determinat conform prevederilor pct.703;

q_{OTS} – cota din costul sau venitul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului care se reține de către OST.

707. Venitul sau costul suplimentar S_j provenit din echilibrarea sistemului electroenergetic care revine lunar fiecărei PRE/responsabil al grupului de echilibrare se determină în baza aportului acesteia în fiecare interval de dispecerizare la reducerea dezechilibrului sistemului electroenergetic, respectiv la agravarea dezechilibrului sistemului electroenergetic. Valoarea repartizată fiecărei PRE/responsabil al grupului de echilibrare se determină după cum urmează:

$$S_j = \left(\frac{C_{tot,j}}{\sum_{j=1}^n C_{tot,j}} \right) \times S_{res}$$

unde:

S_j – valoarea repartizată către PREj din venitul/ costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului electroenergetic;

n – numărul total al PRE;

S_{res} – valoarea rămasă din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului;

$C_{tot,j}$ – reprezintă contribuția la dezechilibrul sistemului electroenergetic a PREj/grup de echilibrare în luna de livrare, determinată, după caz, astfel:

a) pentru luna de livrare pentru care se înregistrează venit suplimentar din echilibrarea sistemului electroenergetic:

$$C_{tot,j} = \sum_{i=1}^s DezNeg_j^i + \sum_{i=1}^s DezPoz_j^i$$

unde:

$DezNeg_j^i$ – este dezechilibrul negativ (în valoare absolută) al PREj/grup de echilibrare în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la reducere de putere ($q_R > q_C$) și 0 (zero) în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la creștere de putere ($q_C > q_R$);

$DezPoz_j^i$ – este dezechilibrul pozitiv al PREj/grup de echilibrare în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la creștere de putere ($q_C > q_R$) și 0 (zero) în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la reducere de putere ($q_R > q_C$).

s – numărul de intervale de dispecerizare al lunii de livrare.

b) pentru luna de livrare pentru care se înregistrează cost suplimentar din echilibrarea sistemului electroenergetic

$$C_{tot,j} = \sum_{i=1}^s DezNeg_j^i + \sum_{i=1}^s DezPoz_j^i$$

unde:

$DezNeg_j^i$ – este dezechilibrul negativ (în valoare absolută) al PREi/grup de echilibrare în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la creștere de putere ($q_C > q_R$) sau valoarea netă a energiei de echilibrare era egală cu zero ($q_R = q_C$); și 0 (zero) în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la reducere de putere ($q_R > q_C$) sau valoarea netă a energiei de echilibrare era egală cu zero ($q_R = q_C$).

DezPoz_jⁱ – este dezechilibrul pozitiv al PREj/grup de echilibrare în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la reducere de putere ($q_R > q_C$) sau valoarea netă a energiei de echilibrare era egală cu zero ($q_R = q_C$) și 0 (zero) în intervalul de dispecerizare „i” în care OST a activat energie electrică de echilibrare la creștere de putere ($q_C > q_R$) sau valoarea netă a energiei de echilibrare era egală cu zero ($q_R = q_C$);

s – numărul de intervale de dispecerizare al lunii de livrare.

[Pct.707 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.707 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

708. După calculul S_j , OST calculează costul sau venitul suplimentar final, prin adăugarea, după caz, a taxelor aferente la valoarea determinată în conformitate cu pct.707. Dreptul de încasare al OST este egal cu costul suplimentar final, iar dreptul de încasare a PRE este egal cu venitul suplimentar final.

[Pct.708 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

709. OST emite o factură către fiecare PRE pentru dreptul său de încasare, calculat conform prevederilor prezentei secțiuni, în ziua lucrătoare în care a transmis fiecărei PRE/responsabil al grupului de echilibrare notificarea prevăzută la pct.702.

[Pct.709 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

710. Fiecare PRE/responsabil al grupului de echilibrare emite o factură către OST pentru dreptul său de încasare, în ziua lucrătoare în care a primit o notificare de la OST prin care anunță terminarea operației(lor) de la secțiunea 2 și/sau 3 din Capitolul X și că factura poate fi emisă.

[Pct.710 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

711. Facturile se achită în termen de șapte (7) zile lucrătoare de la data emiterii. Plățile se consideră efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate în contul bancar al plătitorului. În cazul neachitării plăților în termenul indicat în factură, părțile vor aplica prevederile contractului de echilibrare.

[Pct.711 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Capitolul IX PLĂȚI ȘI SITUAȚII DE NEÎNDEPLINIRE A OBLIGAȚIILOR

Secțiunea 1

Plata facturilor care fac obiectul unor diferende

712. Fiecare parte care primește, respectiv emite o factură pe baza unei note de decontare, trebuie să plătească, respectiv este îndreptățită să primească valoarea totală cuprinsă în respectiva factură, la data scadentă de plată, respectiv de încasare, indiferent dacă există sau nu o dispută în legătură cu sumele din respectiva factură.

713. Orice participant la piața de energie electrică, inclusiv OPEE și OST, trebuie să plătească contravaloarea unei penalități suplimentare obligațiilor de plată cuprinse în facturile primite, în oricare din următoarele cazuri:

1) dacă respectivul participant la piața de energie electrică nu a achitat sumele datorate și care nu au fost contestate, până la data scadentă de plată;

2) dacă respectivul participant la piața de energie electrică trebuie să efectueze o plată corespunzătoare soluționării unei dispute din care au rezultat plăți întârziate;

3) dacă respectivul participant la piața de energie electrică trebuie să efectueze o plată corespunzătoare soluționării unei dispute pentru care sumele care fac obiectul disputei au fost achitate la timp, dar contestate în mod justificat de cealaltă parte.

714. În cazurile de la pct.713 subpct.1) și 2), penalitățile reprezintă o plată suplimentară față de

suma datorată, care trebuie efectuată de către debitor, pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi lucrătoare după data scadenței. Cuantumul penalităților pentru fiecare zi de întârziere nu poate depăși rata medie anuală ponderată a dobânzii la creditele noi acordate în monedă națională de băncile comerciale, pentru un an, înregistrată în anul precedent și publicată în raportul Băncii Naționale a Moldovei.

715. În cazul de la pct.713 subpct.3), penalitățile reprezintă o plată suplimentară față de suma plătită, dar justificat contestată de cealaltă parte, pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi lucrătoare după ce plățile au fost efectuate de către partea care contestă și sfârșind cu penultima zi lucrătoare la care suma contestată este efectiv returnată părții care a contestat. Cuantumul penalităților pentru fiecare zi de întârziere nu poate depăși rata medie anuală ponderată a dobânzii la creditele noi acordate în monedă națională de băncile comerciale, pentru un an, înregistrată în anul precedent și publicată în raportul Băncii Naționale a Moldovei.

Secțiunea 2

Situații de neîndeplinire a obligațiilor de plată

716. Un participant la piața de energie electrică se află într-o situație de neîndeplinire a obligațiilor de plată în oricare din următoarele cazuri:

- 1) dacă acesta nu îndeplinește cerințele privind garanțiile menționate în Capitolul III;
- 2) dacă acesta nu își îndeplinește obligațiile rezultate din decontare în conformitate cu prevederile regulilor pentru decontare până la datele scadente corespunzătoare;

717. OPEE, respectiv OST elaborează procedurile aplicabile pentru situații de neîndeplinire a obligațiilor de plată pe care le vor supune consultării publice, transmițându-le spre avizare Agenției înainte de aprobarea acestora. Acestea ar putea include instrucțiuni pentru majorarea garanției, utilizarea garanției disponibile pentru asigurarea plăților.

Capitolul X CONTESTAȚII

Secțiunea 1

Notificarea contestațiilor

718. Participanții pieței energiei electrice implicați pot contesta la emitent, respectiv OST sau OPEE, după caz, orice dată cuprinsă într-o notă de decontare sau orice altă notă transmisă sau publicată de către OST sau de către OPEE, după caz, conform regulilor pentru decontare.

719. Orice contestație va fi transmisă de participantul pieței energiei electrice printr-o notificare scrisă. Notificarea trebuie să specifice în mod clar perioada de timp vizată, cum ar fi ziua de livrare, intervalul de tranzacționare sau intervalul de dispecerizare, data emiterii respectivei note, data contestată, motivul contestării, data modificată, dacă este cazul și este însoțită de orice probă disponibilă care poate să vină în sprijinul contestației.

720. Orice participant al pieței energiei electrice poate contesta o notă de decontare sau orice altă notă emisă conform regulilor pentru decontare în termen de:

- 1) două zile lucrătoare de la data când i-a fost comunicată de către OPEE nota de decontare zilnică contestată;
- 2) cinci zile lucrătoare de la data când i-a fost comunicată sau a fost publicată nota contestată, în toate celelalte cazuri.

721. Dacă un participant al pieței energiei electrice nu a transmis nici o contestație în legătură cu o notă de decontare sau orice altă notă emisă de către OPEE, respectiv OST, după caz, conform regulilor pentru decontare în intervalul menționat la pct.720, după caz, nota respectivă se consideră că a fost validată de respectivul participant al pieței energiei electrice.

Secțiunea 2

Soluționarea contestațiilor

722. OST sau OPEE, după caz, are obligația să soluționeze contestațiile formulate în legătură cu

notele de decontare sau orice alte note comunicate sau publicate, după caz, în termen de maxim:

1) două zile lucrătoare de la data primirii acestora, în cazul notelor care se referă la notele de decontare zilnice, transmise de OPEE;

2) șase zile lucrătoare de la data primirii acestora, în cazul celorlalte note.

723. Atunci când verifică o notă de decontare sau orice altă notă contestată, emitentul poate solicita participanților pieței energiei electrice informații suplimentare. Dacă informațiile suplimentare solicitate nu sunt furnizate de participantul pieței energiei electrice, emitentul este îndreptățit să respingă contestația respectivă.

724. Emitentul informează participanții pieței energiei electrice în legătură cu rezultatul verificărilor efectuate. Dacă o notă contestată a fost incorectă, emitentul reface calculele și transmite o notă corectată tuturor participanților pieței energiei electrice implicați.

Secțiunea 3

Corectarea notelor de decontare sau a oricăror note emise de către OST și OPEE

725. Dacă OST sau OPEE, după caz, constată existența unei date eronate într-o notă de decontare sau orice altă notă transmisă conform regulilor pentru decontare, emitentul va reface calculele și va transmite o notă corectată tuturor participanților pieței energiei electrice implicați în termen de:

1) patru zile lucrătoare de la data comunicării notei contestate, în cazul unei note de decontare zilnice transmisă de OPEE;

2) unsprezece zile lucrătoare de la data comunicării notei contestate, în toate celelalte cazuri.

TITLUL XIII

RAPORTAREA ȘI PUBLICAREA INFORMAȚIILOR DESPRE PIAȚA ENERGIEI ELECTRICE

Capitolul I GENERALITĂȚI

Secțiunea 1 Domeniu de aplicare

726. Obiectivul prezentului Titlu este de a prevedea condiții de acces la informațiile relevante despre piața energiei electrice pentru participanții pieței energiei electrice și pentru alte părți interesate, de o manieră nediscriminatorie, simplă și transparentă. Pentru realizarea funcțiilor de publicare a informației atribuite OPEE, OST și OSD în conformitate cu prezentele Reguli, informația și datele necesare sunt asigurate de către:

1) OPEE;

2) OST;

3) OSD;

4) producătorii de energie electrică;

5) furnizorii de energie electrică.

727. Pentru realizarea obiectivelor prezentului titlu sunt stabilite cerințe privind obligațiile OPEE, OST și OSD pentru gestionarea și publicarea informațiilor relevante despre piețele organizate de energie electrică și procedurile definite în prezentele Reguli.

Secțiunea 2

Obligații de raportare

728. Este în sarcina OPEE, OST și OSD gestionarea informațiilor relevante, într-un mod transparent și nediscriminatoriu, ținând cont că participanții pieței energiei electrice se bazează pe aceste informații în scopul de a-și formula ofertele și de a-și îndeplini sarcinile de planificare, prognoză și programare în conformitate cu prezentele Reguli.

729. În cazul în care informația nu este publică, ea va fi protejată în mod egal față de toate celelalte părți interesate, pentru a evita orice posibilitate de acces discriminatoriu la acea informație. Metodele de protecție pot include, fără a se limita, numirea de persoane responsabile cu conformarea referitoare la separarea informației, sisteme distincte de management al informației și datelor și separarea corespunzătoare a managementului corporativ.

730. OPEE și OST schimbă reciproc informațiile publice pe care le dețin, în vederea facilitării accesului rapid al participanților la informațiile relevante necesare funcționării eficiente a piețelor pe care le operează. Schimbul de informații se face pe bază de acorduri prin care să se precizeze standardele, orarele de transmitere a informațiilor și responsabilitățile reciproce.

Secțiunea 3

Modalități de publicare

731. Informațiile se pun la dispoziția participanților pieței energiei electrice prin publicarea informațiilor privind piața energiei electrice pe paginile web oficiale ale entităților menționate la pct.727.

732. Informațiile de pe paginile web oficiale sunt disponibile într-o formă clară, ușor de descărcat și care să facă posibilă prelucrarea. Informațiile publice vor fi în formă agregată și anonimată.

Secțiunea 4

Frecvența publicării și perioadele de referință

733. Informațiile ce țin de piața energiei electrice publicate în conformitate cu prevederile prezentelor Reguli, sunt furnizate separat pentru fiecare perioadă de timp relevantă, incluzând intervalele de tranzacționare sau dispecerizare, pentru zilele de livrare, sau pe săptămână, lună, an. Datele raportate vor fi actualizate periodic ori de câte ori informația se modifică.

734. Momentul publicării, perioada de timp la care se referă, datele și tipul intervalelor relevante din cadrul acesteia, precum și durata de păstrare a informațiilor ca fiind disponibile sunt stabilite/detaliat conform cerințelor legale aplicabile.

735. Informațiile generalizate privind prețurile și cantitățile de energie electrică tranzacționate pe piața contractelor bilaterale, PZU, PPZ, PEE, precum și informațiile ce țin de procesul de programare, achiziția serviciilor de sistem și consumului tehnologic în rețelele electrice și rezultatele decontării pe piețele organizate de energie electrice sunt făcute disponibile cât de curând posibil după închiderea pieței corespunzătoare sau altui proces relevant.

Capitolul II RAPOARTE

Secțiunea 1

Informații publicate de OST

736. Cel puțin următoarele tipuri de informații sunt făcute publice de către OST, care le determină pe baza prelucrării datelor primare prezentate obligatoriu de entitățile care le dețin:

1) informații privind producerea energiei electrice:

a) capacitatea totală de producere instalată și capacitatea disponibilă în SE, diferențiată pe surse primare de energie, publicată la sfârșitul anului pentru anul următor;

b) prognoza evoluției cel puțin pe următorii 3 ani a capacității totale de producere instalată și disponibilă în SE, în formă agregată, inclusiv tipul unităților de producere ale proiectelor noi, retragerile definitive și de lungă durată din exploatare, precum și trecerile în conservare, planificate;

c) informații ex post privind energia electrică orară livrată în rețele de unitate de unităților de producere cu putere instalată mai mare sau egală cu 1 MW, publicate cât mai aproape după momentul livrării;

d) informații ex ante privind indisponibilitățile programate ale unităților de producere cu putere instalată mai mare sau egală cu 50 MW (datele de începere și finalizare ale reparațiilor planificate, capacitatea indisponibilă) publicate în fiecare an pentru anul următor și actualizate periodic

imediat ce sunt disponibile noi informații;

e) informații ex post privind indisponibilitățile programate/accidentale ale unităților de producere cu putere instalată mai mare sau egală cu 50 MW (datele de începere și finalizare ale ieșirilor din funcțiune și capacitatea indisponibilă realizată), publicate imediat ce sunt disponibile/cât mai aproape de momentul producerii programată/neprogramată a evenimentului de indisponibilitate accidentală;

f) producția totală programată (notificată) de energie electrică livrată (valori orare), publicată după validarea notificărilor fizice după închiderea PZU, dar nu mai târziu de ora 20:00;

2) informații privind capacitățile de interconexiune cu alte sisteme electroenergetice:

a) capacitățile de transport alocate și disponibile ale interconexiunilor;

b) principalele proiecte de investiții pentru dezvoltarea rețelei de tensiune înaltă și impactul acestora asupra capacității de transport interne și a celor de interconexiune cu alte sisteme, pentru următorii trei ani, cel puțin;

c) retragerile din funcțiune programate ale liniilor de interconexiune (cu menționarea datelor de retragere/repunere în funcțiune) și impactul lor asupra capacității fiecărei interconexiuni, publicate anual pentru anul următor și actualizate lunar, funcție de schimbări;

d) prognoze pentru anul următor ale capacităților disponibile a interconexiunilor, pe săptămâni, cu delimitarea pe ore de vârf de sarcină și în gol de sarcină, cu actualizare lunară;

e) prognoze pentru săptămâna următoare ale capacităților disponibile a interconexiunilor, pe ore;

f) descrierea generală a metodelor utilizate în diferite circumstanțe pentru rezolvarea congestiilor și maximizarea capacității de interconexiune oferită pe piață;

g) metodologia în baza căreia se calculează capacitatea netă și disponibilă a interconexiunilor pentru diferite perioade de alocare, elaborată și aprobată conform cerințelor Regulamentului privind accesul la rețelele electrice de transport pentru schimburile transfrontaliere și gestionarea congestiilor în sistemul electroenergetic, aprobat de Agenție;

h) informațiile privind capacitatea netă a interconexiunii, capacitatea disponibilă a interconexiunii și distribuția capacității disponibile a interconexiunii pe diferitele sesiuni de licitație în conformitate cu prevederile Regulamentului privind accesul la rețelele electrice de transport pentru schimburile transfrontaliere și gestionarea congestiilor în sistemul electroenergetic, aprobat de Agenție, publicate în avans pentru fiecare perioadă de licitație, pentru fiecare sens (import sau export) și pentru fiecare grup de linii de interconexiune;

i) numărul total al cererilor depuse și capacitatea solicitată pentru alocarea capacităților de interconexiune, pentru fiecare sens (import sau export) și pentru fiecare grup de linii de interconexiune;

j) capacitatea alocată participanților la licitație și prețul de închidere, pentru alocarea capacităților de interconexiune, pentru fiecare sens (import sau export) și pentru fiecare interfața cu alte sisteme electroenergetice sau pentru interconexiune separat, după caz;

k) capacitățile disponibile de interconexiune pentru ziua următoare, pe ore, rezultate după desfășurarea licitațiilor explicite;

l) cantitatea orară a exporturilor declarate și importurilor declarate pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră, publicat după validarea notificărilor fizice după închiderea PZU, dar nu mai târziu de ora 20:00;

m) fluxurile orare fizice de energie pe interconexiuni publicate în fiecare săptămână, pentru săptămâna anterioară;

n) detalii privind ieșirile din funcțiune programate și accidentale ale capacităților de interconexiune imediat după apariție, detalii privind momentul când se prognozează repunerea în funcțiune a componentelor afectate;

o) descrierea motivelor și efectelor acțiunilor efectuate de OST care au avut impact asupra tranzacțiilor transfrontaliere, incluzând reducerea drepturilor de utilizare a capacităților alocate anterior, pentru fiecare oră, cu publicarea fluxurilor și a efectelor imediat după producerea evenimentului și a altor informații în ziua următoare;

p) veniturile rezultate din scoaterea la licitație a capacităților de interconexiune;

3) informații privind consumul de energie electrică:

a) prognoza de consum net totală și sarcina maximă cel puțin pentru anul următor (și până la 10 ani în avans);

b) consumul net orar prognozat de OST pentru următoarele 7 zile, publicat zilnic;

c) consumul net realizat al SE în ziua anterioară, publicat zilnic;

4) informații privind funcționarea pieței de echilibrare:

a) rezerva orară prognozată de OST pentru ziua următoare, determinată ca diferență între capacitatea disponibilă determinată conform declarațiilor de disponibilitate și suma între prognoza de consum și soldul export/import la nivel de sistem, publicată zilnic;

b) rezerva necesară, separat pentru fiecare tip, publicată imediat după verificarea finală a ofertelor pentru ziua de livrare;

c) banda disponibilă pentru restabilirea automată a frecvenței, publicată imediat după verificarea finală a ofertelor zilnice pentru ziua de livrare;

d) cantitatea de energie electrică de echilibrare disponibilă corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor, publicată imediat după verificarea finală a ofertelor zilnice pentru ziua de livrare;

e) cantitatea totală de energie electrică de echilibrare, separat pe tip și sens, selectată (angajată) în fiecare interval de dispecerizare pentru echilibrarea sistemului, publicată în cel mult o oră după sfârșitul intervalului de dispecerizare;

f) cantitatea totală de energie electrică de echilibrare, separat pe tip și sens, efectiv livrată în fiecare interval de dispecerizare pentru echilibrarea sistemului, publicată la încheierea decontării pe PEE;

g) cantitatea totală de energie electrică de echilibrare, separat pe tip și sens, selectată în fiecare interval de dispecerizare pentru managementul congestiilor interne, publicată în cel mult o oră după sfârșitul intervalului de dispecerizare;

h) cantitatea totală de energie electrică de echilibrare, separat pe tip și sens, efectiv livrată în fiecare interval de dispecerizare pentru managementul congestiilor, publicată la încheierea decontării pe PEE;

i) prețurile pentru energia electrică de echilibrare selectată corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței de creștere de putere, respectiv reducere de putere, publicate în cel mult o oră după sfârșitul intervalului de dispecerizare;

j) prețul pentru energia electrică de echilibrare selectată corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere (de scădere) de putere, publicat în ziua următoare zilei de dispecerizare, pentru fiecare interval de dispecerizare;

k) prețul pentru energia electrică de echilibrare selectată corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere (de scădere) de putere, publicat în ziua următoare zilei de dispecerizare, pentru fiecare interval de dispecerizare;

l) prețurile dezechilibrelor pozitive/negative pe fiecare interval de dispecerizare, publicate la încheierea decontării pe PEE/dezechilibrelor PRE;

m) dezechilibrul total al SE, pentru fiecare interval de dispecerizare, publicat la încheierea decontării pe PEE;

n) valorile agregate ale dezechilibrelor pozitive, respectiv negative ale PRE în fiecare interval de dispecerizare, publicate la încheierea decontării dezechilibrelor PRE;

o) informații privind bilanțul financiar lunar al PEE/dezechilibrelor PRE, înainte de redistribuire (costuri/venituri suplimentare aferente echilibrării SE), publicate la încheierea decontării pe PEE/dezechilibrelor PRE;

p) informații privind schimbul de energie electrică înregistrat cu regiunea transnistreană a sistemului electroenergetic specificat pe intervale de dispecerizare;

5) informații privind achiziția serviciilor de sistem:

a) cantitatea de servicii de sistem procurate;

b) consumul tehnologic și pierderile de energie electrică în rețeaua electrică de transport;

c) cantitățile de servicii de sistem solicitate de către OST, publicate în conformitate cu prevederile

Titlului VIII;

d) cantitățile de servicii de sistem achiziționate de către OST, publicate nu mai târziu de ziua următoare zilei de tranzacționare în care au fost achiziționate serviciile de sistem;

e) prețul (prețurile) pentru serviciile de sistem, publicate nu mai târziu de ziua următoare zilei de tranzacționare în care au fost achiziționate serviciile de sistem.

6) informații privind bilanțul și intrările de energie electrică:

a) cantitățile de energie electrică intrată în zona energetică din partea dreaptă a râului Nistru a sistemului electroenergetic;

b) datele lunare privind energia electrică furnizată de fiecare furnizor și cumulativ;

c) cantitățile lunare de energie electrică produse din surse regenerabile de energie electrică și de producătorii care dețin centrale electrice de termoficare urbane, cât și cele livrate către furnizorul central de energie electrică.

[Pct.736 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.736 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

737. În termen de o lună de la începutul fiecărui an calendaristic OST elaborează și prezintă Agenției un raport privind achizițiile serviciilor de sistem pentru perioada anului precedent, care va include cel puțin:

1) cheltuielilor totale privind achiziția serviciilor de sistem;

2) informații statistice privind cantitatea rezervelor contractate în baza licitațiilor (separate pe tip și perioadă);

3) evaluarea adecvării rezervelor necesităților SE;

4) descrierea cazurilor de neîndeplinire a instrucțiunilor de dispecer ce țin de furnizarea serviciilor de sistem;

5) propuneri concrete privind îmbunătățirea programării și gestionării serviciilor de sistem.

738. Raportul anual elaborat de OST este utilizat de Agenție la elaborarea Studiului de piață în condițiile Legii cu privire la energia electrică.

Secțiunea 2

Informații publicate de OPEE

739. OPEE monitorizează activitatea zilnică a participanților la PZU și PPZ prin analiza a cel puțin următorilor indicatori privind funcționarea pieței:

1) cantitatea de energie electrică tranzacționată în cadrul PZU;

2) cantitățile de energie electrică tranzacționate pe piața contractelor bilaterale;

[Subpct.3) pct.739 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

4) cantitatea de energie electrică tranzacționată pe PPZ;

5) cotele piețelor organizate de energie electrică din totalul energiei electrice tranzacționate;

6) numărul participanților specificat pentru fiecare din piața contractelor bilaterale, PZU și PPZ;

7) cotele energiei electrice tranzacționate de fiecare participant la piața angro de energie electrică în cadrul fiecărei piețe organizate (piața contractelor bilaterale, PZU, PPZ);

[Subpct.8) pct.739 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

9) statistica tranzacțiilor și cantităților de energie electrică tranzacționate pe fiecare interval de tranzacționare;

[Subpct.10) pct.739 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

11) alți indicatori de monitorizare stabiliți de Agenție în scopul identificării poziției dominante a unui

participant.

[Pct.739 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

740. Indicatorii privind funcționarea pieței stabiliți la pct.739 sunt publicați de către OPEE pe pagina web oficială pentru fiecare lună/zi de livrare sau interval de tranzacționare al zilei de livrare, după caz. Rapoartele privind PZU și PPZ trebuie actualizate ori de câte ori informațiile se modifică.

[Pct.740 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

741. Următoarele informații vor fi făcute disponibile de către OPEE atunci când emite confirmări de tranzacție:

1) prețul de închidere a PZU și cantitatea tranzacționată în fiecare oră, acestea se transmit și OST imediat după realizarea confirmărilor de tranzacție;

[Subpct.2) pct.741 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

3) curbele agregate ale cererii și ofertei pentru fiecare oră;

4) prețurile și cantitățile de energie electrică tranzacționate pe PPZ;

[Subpct.5) pct.741 abrogat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.741 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

742. Până în ultima zi calendaristică a lunii L+1 pentru luna de raportare L, OPEE transmite Agenției un raport lunar de monitorizare privind activitatea participanților la piața de energie electrică pe parcursul lunii care s-a încheiat.

[Pct.742 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

743. OPEE poate utiliza și alți indicatori de monitorizare ai pieței angro de energie electrică, pe care îi consideră reprezentativi, incluzându-i și în rapoartele prezentate Agenției.

744. Raportul lunar include valorile numerice ale indicatorilor privind funcționarea pieței specificați în prezenta secțiune, precum și evaluările, analizele și recomandările OPEE.

745. Un raport lunar de sinteză, anonimizat, este publicat pe pagina web oficială a OPEE.

[Pct.745 în redacția Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

746. Agenția utilizează informațiile prezentate de OPEE și OST în scopul realizării activităților de monitorizare și control, precum și a elaborării studiilor de piață în conformitate cu cerințele Legii cu privire la energie electrică.

747. În scopul monitorizării pieței de energie electrică Agenția utilizează indicatori de analiză a concurenței pe piață, cum ar fi indicatorul Herfindahl–Hirschman.

Secțiunea 3

Informațiile publicate de operatorii sistemelor de distribuție

748. Fiecare OSD va publica pe pagina web oficială informații privind cantitatea de energie electrică pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de energie electrică în rețelele electrice de distribuție și prețurile corespunzătoare, după cum urmează:

1) cantitatea de energie electrică pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de energie electrică necesară OSD;

2) cantitatea de energie electrică pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de energie electrică achiziționată de către OSD, publicată nu mai târziu de ziua următoare zilei de tranzacționare în care a fost achiziționată;

3) prețul (prețurile), publicate nu mai târziu de ziua următoare zilei de tranzacționare în care s-a făcut achiziția;

4) cantitatea de energie electrică pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de energie electrică tranzacționată pe PZU de către OSD și prețurile corespunzătoare, publicate nu mai târziu de ziua următoare zilei de tranzacționare;

5) producției nete în teritoriul specificat în licență al OSD;

6) consumului net în teritoriul specificat în licență al OSD;

7) capacitatea instalată, agregată pentru unitățile de producere în teritoriul specificat în licență al OSD, separate pe tehnologie de producere a energiei electrice.

TITLUL XIV CONDIȚII GENERALE ȘI FINALE

Capitolul I FUNCȚIONAREA PIEȚEI

Secțiunea 1 Date și rapoarte

749. Notificările transmise părților, din partea celor ce emit astfel de notificări, vor fi adresate unei persoane desemnate ca responsabilă cu primirea respectivelor notificări. În acest sens fiecare parte va desemna o persoană responsabilă respectivă.

750. Datele solicitate conform prezentelor Reguli vor fi prezentate în formatul specificat conform Regulilor, sau, după caz, în cel specificat de OPEE sau OST.

Secțiunea 2

Sistemele informatice, de telecomunicație și bazele de date

751. OPEE și OST implementează sistemele informaționale necesare funcționării pieței energiei electrice, incluzând cerințele hardware și software, ce îndeplinesc toate cerințele sistemelor de tranzacționare, de programare, al PEE și respectiv de decontare, conform prezentelor Reguli.

752. OPEE și OST stabilesc protocoale de interfață adecvate pentru comunicarea părților cu sistemul de tranzacționare, sistemul de programare, sistemul PEE, sistemul de măsurare și respectiv cu sistemul de decontare, folosind standarde internaționale corespunzătoare și comunică aceste protocoale de interfață tuturor părților care solicită acest lucru.

753. Suplimentar față de responsabilitatea participanților pieței energiei electrice de a îndeplini prevederile prezentelor Reguli privind comunicarea datelor, participanții pieței energiei electrice trebuie să realizeze sisteme corespunzătoare pentru comunicarea eficientă cu sistemul de tranzacționare al PZU, sistemul de programare și sistemul PEE ale OST, sistemele de decontare ale OPEE, respectiv OST cât și sistemul de măsurare, după caz.

754. OPEE și OST comunică în termen util participanților pieței energiei electrice caracteristicile tehnice ale sistemelor informaționale pe care au obligația să le implementeze conform prevederilor pct.753. În scopul participării pe piața energiei electrice întreprinderile electroenergetice sunt responsabile de asigurarea funcționalității canalelor de comunicații și sistemele informaționale proprii.

755. OPEE, OST și OSD crează și menține, fiecare, baze de date ale tuturor informațiilor ce au fost solicitate să fie prezentate de participanții pieței sau de alte părți conform prezentelor Reguli. Fiecare bază de date păstrează o copie a tuturor datelor corespunzătoare prezentate sau păstrate. Formatul de păstrare a înregistrărilor este stabilit de către OPEE, OST respectiv OSD, după caz.

Capitolul II SUPRAVEGHEREA PIEȚEI

Secțiunea 1 Monitorizarea pieței energiei electrice

756. Agenția:

- 1) monitorizează funcționarea piețelor energiei electrice în conformitate cu prevederile Regulilor;
- 2) monitorizează respectarea de către participanții pieței energiei electrice a regulilor, procedurilor și formularelor aprobate în scopul implementării Regulilor;
- 3) identifică orice caz de nerespectare a Regulilor sau a comportamentului anticoncurențial;
- 4) Face publice informațiile privind sancțiunile aplicate participanților pieței energiei electrice care au încălcat prezentele Reguli.

[Pct.756 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

757. OPEE și OST informează Agenția cu privire la orice aspect care conduce la:

- 1) o funcționare inadecvată a piețelor organizate de energie electrică;
- 2) un comportament anticoncurențial sau inadecvat al oricărui participant al pieței energiei electrice, prezentând soluții posibile pentru remediarea situației constatate.

758. OPEE și OST prezintă periodic Agenției, într-un format electronic stabilit de Agenție și, după caz, în scris, informațiile necesare pentru a permite acestuia să evalueze eficiența funcționării pieței angro de energie electrică și influențele reciproce dintre piețele organizate de energie electrică, componente ale pieței angro de energie electrică. Informațiile transmise pot include, dar nu se limitează neapărat la: notificările fizice, ofertele orare ale participanților la PZU și PEE, ordinea de merit pe PZU și respectiv PEE, PIP, prețuri pentru energia electrică de echilibrare, prognozele de consum, decontările, declarațiile de disponibilitate, precum și rapoarte conținând sinteze ale unor informații de acest tip.

759. La solicitarea Agenției, OPEE și OST prezintă date istorice din bazele de date deținute, într-un format stabilit de Agenție, pentru efectuarea studiilor de piață și îndeplinirea obligațiilor privind monitorizarea pieței energiei electrice.

Secțiunea 2

Sanționarea participanților la piață în caz de neconformitate sau comportament anti-concurențial

760. La cererea unui participant la piața energiei electrice sau la sesizarea unui organ central de specialitate al administrației publice, a unei alte autorități publice, Agenția este în drept să inițieze investigații privind funcționarea pieței energiei electrice.

761. Dacă în rezultatul investigației efectuate conform pct.760 se constată că unul sau mai mulți participanți ai pieței energiei electrice nu au respectat prevederile prezentelor Reguli sau alte cerințe și proceduri aprobate pentru implementarea acestora, în funcție de gravitatea faptelor constatate, Agenția procedează în conformitate cu prevederile art.85 din Legea cu privire la energia electrică.

Capitolul III

SITUAȚII EXCEPȚIONALE PE PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ

762. În cazul constatării unor situații care pun în pericol securitatea aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor finali și/sau stabilității funcționării sistemului electroenergetic, OPEE și/sau OST este obligat să acționeze conform Planului de acțiuni pentru situații excepționale pe piața energiei electrice, aprobat de Guvern.

763. Participanții la piața de energie electrică își desfășoară activitatea pe piața de energie electrică cu respectarea prevederilor Regulamentului privind situațiile excepționale pe piața energiei electrice, aprobat de Guvern.

764. Suspendarea parțială sau totală a pieței de energiei electrice, precum și reluarea activităților este realizată prin hotărârile Comisiei pentru Situații Excepționale a Republicii Moldova.

765. Aprovizionarea cu energie electrică pe perioada suspendării pieței energiei electrice este realizată în conformitate cu obligațiile de serviciu public impuse conform prevederilor Legii cu privire la energia electrică.

Capitolul IV

PREVEDERI SPECIALE ȘI TRANZITORII

Secțiunea 1

Prevederi tranzitorii pentru piața contractelor bilaterale

766. Până la desemnarea OPEE de către Guvern în condițiile Legii cu privire la energie electrică, OST organizează înregistrarea contractelor bilaterale încheiate de participanții la piața de energie electrică și determină pozițiile nete ale participanților, realizând atribuțiile OPEE stabilite în prezentul Titlu și în Titlul II.

767. Cheltuielile legate de obligațiile stabilite în pct.766 sunt recunoscute în scopuri tarifare la stabilirea tarifului de transport.

Secțiunea 2

Prevederi tranzitorii privind lansarea pieței zilei următoare și pieței pe parcursul zilei

768. OPEE este responsabil să transmită spre avizare Agenției toate procedurile și documentele elaborate conform cerințelor prezentelor Reguli cu cel puțin 3 luni înainte de data preconizată pentru lansarea PZU în condițiile Legii cu privire la energia electrică.

769. Toate procedurile și documentele elaborate și aprobate de OPEE conform prezentelor Reguli sunt publicate pe pagina web a OPEE în termen de 3 zile lucrătoare după aprobare.

770. La etapa de lansare a PZU Agenția poate stabili prețuri plafon la energia electrică pentru tranzacțiile încheiate pe PZU, în condițiile stabilite în prezentele Reguli.

771. Prețurile plafon pentru tranzacțiile încheiate pe PZU sunt determinate în baza studiului de piață efectuat de Agenție, ținând cont de evoluțiile prețurilor la energia electrică la nivel regional.

772. Proiectul hotărârii de aprobare a prețurilor plafon pentru tranzacțiile încheiate pe PZU este supus consultărilor publice în conformitate cu prevederile [Legii nr.239/2008](#) privind transparența în procesul decizional.

Secțiunea 3

Prevederi speciale privind piața energiei electrice de echilibrare și decontarea dezechilibrelor

773. Toate procedurile și documentele elaborate și aprobate de OST conform prezentelor Reguli sunt publicate pe pagina web a OST în termen de 3 zile lucrătoare după aprobare.

774. Până la crearea PEE în conformitate cu cerințele Legii cu privire la energie electrică, în scopul asigurării stabilității SE și asigurării aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor finali, OST realizează echilibrarea sistemului electroenergetic conform prevederilor Titlului VI, utilizând procesul de înlocuire a rezervelor, procesul de restabilire a frecvenței pentru care există unități de producere calificate și schimburile de energie electrică cu OST din țările vecine.

775. În termen de o lună din momentul intrării în vigoare a prezentelor Reguli OST și producătorii care dețin unități de producere calificate de energie electrică sunt obligați să semneze contracte pentru procurarea energiei electrice de echilibrare.

776. Contractele pentru procurarea energiei electrice de echilibrare și pentru procurarea energiei electrice necesare compensării fluxurilor tehnologice de energie electrică cu sistemele electroenergetice din țările vecine sunt transmise la avizare Agenției.

777. Până la lansarea PZU, în locul PIP, OST utilizează în procesul de validare a ofertelor zilnice prețul mediu ponderat al energiei electrice achiziționată de furnizorii de energie electrică care furnizează energie electrică la prețuri reglementate în luna respectivă, fără a considera energia electrică achiziționată de la beneficiarii de scheme de sprijin și cea generată de centralele electrice de termoficare urbane.

[Pct.777 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

778. Compensarea fluxurilor tehnologice de energie electrică cu OST din țările vecine este

realizată conform acordurilor semnate în acest sens de OST cu OST din țările vecine, aprobate de Agenție în condițiile stabilite în Legea cu privire la energia electrică.

779. Cheltuielile cu procurarea energiei electrice de echilibrare și energiei electrice necesare pentru compensarea fluxurilor tehnologice de energie electrică cu sistemele electroenergetice din țările vecine, sunt compensate prin decontarea dezechilibrelor de către PRE, conform prevederilor prezentelor Reguli.

780. Până la lansarea PZU, în locul PIP, OST utilizează în procesul de decontare al dezechilibrelor PRE prețul mediu ponderat al energiei electrice achiziționată de furnizorii de energie electrică care furnizează energie electrică la prețuri reglementate în luna pentru care se decontează dezechilibrele, fără a considera energia electrică achiziționată de la beneficiarii de scheme de sprijin și cea generată de centralele electrice de termoficare urbane.

În scopul determinării de către OST a prețului mediu ponderat al energiei electrice, furnizorii serviciului universal și de ultimă opțiune transmit lunar către OST, în termen de 15 zile de la începutul lunii următoare lunii de livrare, informațiile privind cantitățile de energie electrică achiziționată și prețurile acesteia, specificate pe fiecare tranzacție / contract, cu excepția energiei electrice achiziționată de la beneficiarii de scheme de sprijin și cea generată de centralele electrice de termoficare urbane.

[Pct.780 modificat prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

[Pct.780 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.781 abrogat prin Hot. ANRE nr.387 din 30.06.2023, în vigoare 13.07.2023]

782. Până la apariția a cel puțin unui participant la piața de energie electrică care să își asume responsabilitatea echilibrării pentru dezechilibrele sumare provocate în regiunea transnistreană, titularii de licență situați în regiunea transnistreană, care participă la piața de energie electrică a Republicii Moldova, suplimentar cerințelor de determinare și de decontare a dezechilibrelor vor aplica normele stabilite în Anexa nr.2 la prezentele Reguli.

[Pct.782 introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

783. Până la lansarea PZU în condițiile Legii cu privire la energia electrică, termenul indicat în pct.304 va fi considerat ora 16:00 a zilei de tranzacționare care precede ziua de livrare.

[Pct.783 introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Secțiunea 4

Prevederi speciale privind restricționarea producerii de energie electrică la centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie

[Secțiunea 4 (pct.784-786) introdusă prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

784. Operatorul sistemului de transport și operatorii sistemelor de distribuție pot restricționa producerea de energie electrică la centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie doar ca acțiune de ultimă instanță, necesară întru asigurarea securității și echilibrului sistemului electroenergetic național, a securității funcționării rețelei electrice de transport, rețelei electrice de distribuție sau, după caz, a sistemelor de distribuție închise.

785. Compensația financiară pentru energia electrică neprodusă și nelivrată de centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie se calculează în conformitate cu metodologia elaborată și aprobată de Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică.

786. Anual, până la 31 martie operatorii de sistem prezintă Agenției o notă informativă cu privire la toate cazurile de aplicare a restricției de producere a energiei electrice la centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie care au avut loc în anul precedent, precum și despre măsurile corective pe care intenționează să le implementeze în vederea preîntâmpinării unor limitări în viitor.

Capitolul V

PARTICIPAREA LA PZU/PPZ

[Capitolul V introdus prin Hot. ANRE nr.605 din 29.10.2024, în vigoare 01.11.2024]

Secțiunea 1

Participanții la PZU/PPZ

787. Participarea la PZU, respectiv PPZ este permisă entităților care au fost înregistrate de OPEE ca participanți la PPZ și au contract de echilibrare încheiat cu OST.

788. Un participant la piața de energie electrică poate participa la PPZ doar dacă a semnat contractul de participare la PZU și PPZ, care cuprinde drepturile și responsabilitățile reciproce ale OPEE și ale fiecărui participant la PPZ.

789. Numai participanții înregistrați de OPEE la PZU, respectiv PPZ au dreptul să tranzacționeze pe PZU, respectiv PPZ și să transmită oferte către OPEE.

790. Pot fi înregistrați drept participanți la PZU, respectiv PPZ:

- 1) producătorii de energie electrică;
- 2) furnizorii de energie electrică;
- 3) operatorii de sistem de transport și distribuție a energiei electrice, în condițiile prevăzute la pct.791 și 792;
- 4) furnizorul central de energie electrică.

791. Un operator de sistem nu are dreptul să tranzacționeze pe PZU, respectiv PPZ în scopul obținerii unui profit. Un operator de sistem are dreptul să vândă și/sau să achiziționeze energie electrică pe PZU, respectiv PPZ numai pentru acoperirea necesarului prognozat de energie electrică pentru consumul tehnologic în rețelele electrice în situația în care, prin aplicarea procedurii de licitație nu s-a procurat necesarul total de energie electrică, sau în cazul în care există o cantitate suplimentară contractată anterior zilei de transmitere a ofertelor pe PZU, respectiv PPZ.

792. OST are dreptul să tranzacționeze pe PZU, respectiv PPZ și energia electrică necesară pentru compensarea fluxului tehnologic de energie electrică cu OST din țările vecine.

793. Un participant la PZU, respectiv PPZ care dorește să cumpere energie electrică de pe PZU, respectiv PPZ, are obligația să facă dovada constituirii garanțiilor necesare participării la PZU/PPZ în conformitate cu prevederile contractului cadru pentru participarea la PZU și PPZ.

Secțiunea 2

Înregistrarea participanților la PZU/PPZ

794. Înregistrarea participanților la PZU/PPZ se face la solicitarea acestora adresată OPEE, realizată în condițiile prevăzute în prezenta secțiune.

795. Solicitarea unei întreprinderi electroenergetice de a deveni participant la PZU și PPZ se face la OPEE, conform prevederilor prezentei secțiuni.

796. OPEE elaborează Contractul cadru de participare la PZU și PPZ, care trebuie să cuprindă drepturile și obligațiile reciproce ale OPEE și ale fiecărui participant la PZU și PPZ. Contractul cadru elaborat și consultat public de OPEE este aprobat după avizarea Agenției.

797. Orice întreprindere electroenergetică poate depune o cerere de înregistrare în calitate de participant la fiecare din cele două piețe pe termen scurt, PZU și PPZ, conform formularului elaborat de OPEE și publicat pe pagina oficială web.

798. Cererea de înregistrare este depusă în scris la OPEE, împreună cu următoarele documente:

- 1) copia licenței eliberată de Agenție, cu excepția producătorilor care dispun de centrale electrice de putere electrică instalată mai mică de 5 MW;
- 2) copia deciziei de înregistrare la Registrul de Stat al Unităților de Drept (RSUD);
- 3) copia certificatului TVA;
- 4) confirmarea OST privind încheierea unui contract de echilibrare, respectiv numele și codul EIC al părții responsabile cu echilibrarea care și-a asumat echilibrarea pentru participant;
- 5) contractul pentru participare la PZU și PPZ completat și semnat de către solicitant;
- 6) Lista persoanelor de contact/persoanelor responsabile pentru comunicarea cu OPEE, respectiv

nume și prenume, funcție, telefon, adresă de email.

799. În termen de 5 zile lucrătoare din momentul depunerii cererii, OPEE trebuie să transmită solicitantului contractul semnat, sau, dacă cererea de înregistrare nu este completată în mod corespunzător sau materialele anexate nu dovedesc calificarea solicitantului pentru înregistrarea pe PZU și PPZ, refuzul de înregistrare în calitate de participant la PZU și PPZ cu specificarea motivelor refuzului.

800. Dacă solicitantul consideră neîntemeiat refuzul de înregistrare în calitate de participant la PZU și PPZ, acesta este în drept să solicite examinarea refuzului OPEE de către Agenție. Solicitarea este examinată de Agenție conform prevederilor Codului administrativ, ținând cont de cerințele Legii cu privire la energie electrică.

801. Înregistrarea ca participant la PZU și PPZ devine efectivă începând cu data intrării în vigoare a contractului de participare la PZU și PPZ, dar nu mai devreme de 5 zile lucrătoare din momentul semnării contractului.

Secțiunea 3

Retragerea, suspendarea și revocarea

802. Un participant la PZU/PPZ se poate retrage din proprie inițiativă de la PZU/PPZ în baza unei înștiințări în scris, transmisă cu cel puțin o 5 zile lucrătoare înaintea datei la care calitatea de participant la PZU/PPZ urmează să fie anulată. După primirea unei astfel de înștiințări, OPEE informează imediat OST și, după caz, responsabilul grupului de echilibrare care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru respectivul participant la piața de energie electrică.

803. Înregistrarea, suspendarea și revocarea/retragerea unui participant la PZU și PPZ este realizată conform procedurii privind înregistrarea, suspendarea și revocarea/retragerea participanților la piețele organizate de energie electrică (PZU și PPZ), elaborată de OPEE conform pct.809.

804. OPEE suspendă înregistrarea unui participant la PZU/PPZ în următoarele cazuri:

1) dacă participantul la PZU/PPZ nu mai îndeplinește una din condițiile necesare pentru înregistrarea ca participant la PZU/PPZ;

2) dacă participantul la PZU/PPZ nu efectuează plățile în conformitate cu prevederile Capitolului IV din Titlul XII;

3) dacă participantul la PZU/PPZ nu asigură achitarea plății pentru serviciul de operare a pieței energiei electrice determinată în baza tarifului reglementat pentru serviciul de operare a pieței energiei electrice conform procedurii relevante;

4) dacă participantul la PZU/PPZ este găsit în mod repetat vinovat de nerespectarea regulilor aplicabile pentru PZU sau decontării.

805. OPEE suspendă înregistrarea unui participant la PZU/PPZ odată cu constatarea încălcării prevederilor procedurii de înregistrare, suspendare, retragere, revocare a participanților la PZU și PPZ, pentru perioadele menționate în procedura de înregistrare, procedura care include și condițiile de ridicare a suspendării. OPEE transmite participantului la PZU/PPZ în cauză, OST și Agenției notificare cu specificarea motivelor suspendării și a datei intrării în vigoare a acesteia, precum și notificare privind ridicarea suspendării, după caz.

806. OPEE revocă înregistrarea unui participant la PZU/PPZ, transmițând o notificare corespunzătoare cu cel puțin două săptămâni înainte de momentul intrării în vigoare, dacă acesta nu a înlăturat cauzele care au condus la suspendarea sa în decursul perioadei specificate de OPEE conform prevederilor pct.805.

807. Înregistrarea ca participant la PZU/PPZ este revocată automat, cu efect imediat în cazul în care licența participantului în cauză a fost retrasă. Agenția informează OPEE despre retragerea licenței unui participant la PZU/PPZ în termen de 3 zile lucrătoare.

808. Dacă un participant la PZU/PPZ renunță la participarea pe PZU/PPZ conform pct.802 sau dacă înregistrarea unui participant la PZU/PPZ este suspendată, sau revocată de OPEE conform prevederilor prezentei secțiuni:

1) participantul la PZU/PPZ nu mai are dreptul să transmită noi oferte pe PZU/PPZ și toate ofertele validate ale acestuia se consideră anulate;

2) participantul la PZU/PPZ trebuie să efectueze toate plățile datorate în conformitate cu prevederile Titlului XII;

3) în cazul retragerii sau revocării unui participant, după efectuarea tuturor plăților datorate de participantul la PZU/PPZ, OPEE anulează înregistrarea acestuia în Registrul de tranzacționare, informând participantul, OST și, după caz, responsabilul grupului de echilibrare care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru respectivul participant.

809. OPEE elaborează și consultă public procedura privind înregistrarea, suspendarea și revocarea/retragerea participanților la piețele organizate de energie electrică (PZU și PPZ) și o aprobă după avizarea acesteia de către Agenție.

Secțiunea 4

Registrul de tranzacționare

810. OPEE întocmește și actualizează un registru de tranzacționare.

811. OPEE înregistrează participanții la PZU/PPZ în registrul de tranzacționare. Acesta trebuie să conțină pentru fiecare participant la PZU/PPZ, cel puțin următoarele date:

1) denumirea, adresa juridică și datele de contact;

2) data și numărul contractului de participare la PZU și PPZ;

3) codul de identificare pe PZU și PPZ;

4) numele și date de contact ale persoanelor delegate să acționeze în numele participantului la PZU/PPZ și PPZ;

5) numele, date de contact și codul de identificare al responsabilului grupului de echilibrare care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru respectivul participant la PZU, după caz;

6) codul EIC.

812. Fiecare participant la PZU și PPZ are dreptul să consulte informațiile din registrul de tranzacționare care îl privesc și să solicite corectarea oricărei inexactități.

Secțiunea 5

Limitarea responsabilității OPEE pe PZU/PPZ

813. Cu excepția cazurilor în care prezentele Reguli, legile aplicabile sau contractul de participare la PZU și PPZ stipulează diferit, OPEE nu va fi în niciun caz responsabil față de un participant la PZU/PPZ pentru nici o pierdere sau pagubă, inclusiv toate daunele directe sau indirecte, consecințe, pierderea oricăror profituri sau întârzieri.

814. OPEE nu este responsabil pentru nici o pierdere sau pagubă care poate apărea ca urmare a unei acțiuni sau omisiuni prevăzută de prezentele Reguli sau legile aplicabile, cu excepția cazului în care a acționat cu neglijență gravă sau cu intenție.

815. OPEE nu este responsabil pentru nici o pierdere sau cazuri de daune cauzate de o întrerupere a operațiunilor sale ca urmare a unui eveniment de forță majoră sau ca urmare a altor evenimente care nu intră în sfera sa de responsabilitate (de exemplu, acțiuni industriale, blocaje, întreruperea traficului, întreruperea lanțului de aprovizionare) sau care sunt provocate de acte ale autorităților.

816. OPEE nu este responsabil pentru daunele suferite de un participant la PZU/PPZ ca urmare a unor probleme tehnice sau ca urmare a imposibilității parțiale sau complete de a folosi sistemul de tranzacționare al OPEE sau în cazul întreruperilor în transferul de date, sau ca urmare a erorilor efectuate la introducerea datelor în cadrul decontării și administrării garanțiilor financiare a participanților la PZU/PPZ.

817. OPEE nu este responsabil pentru daunele cauzate de o întrerupere a operațiunilor sale ca urmare a unor probleme tehnice sau ca urmare a incapacității parțiale sau complete de utilizare a sistemului bancar și/sau a sistemului pieței energiei electrice de echilibrare, sau în caz de întreruperi în transferul de date.

818. OPEE nu este responsabil pentru cazurile de daune care s-ar fi putut produce, consecințe, pierderi sau profituri pierdute în cazurile de întrerupere a operațiunilor și serviciilor sale ca urmare a unui

eveniment din sfera băncii de decontare, inclusiv orice defecțiune a sistemelor Băncii de decontare sau a sistemelor băncii centrale/naționale sau a sistemelor de decontare financiare internaționale care dezactivează sau afectează substanțial capacitatea de a opera sistemul de compensare în raport cu participanții la PZU/PPZ.

819. În nici un caz, OPEE nu este responsabil pentru furnizarea și preluarea de cantități de energie electrică care sunt rezultatul tranzacțiilor, reglementate de prezentele Reguli.

820. OPEE nu va fi responsabil pentru orice pierdere sau daune cauzate de întreruperea furnizării de energie electrică și/sau defecțiuni ale sistemului de programare sau a rețelei electrice de transport și/sau de distribuție a energiei electrice.

821. OPEE nu este responsabil pentru funcționarea defectuoasă sau perturbată a operațiunii de tranzacționare și/sau compensare, cauzate de eșecul comunicațiilor, echipamentelor, sistemelor centrale de prelucrare a datelor sau defecțiuni similare în afara controlului lui.

822. OPEE este responsabil în caz de intenție și neglijență gravă.

Anexa nr.1
la Regulile pieței energiei electrice
aprobate prin Hotărârea ANRE
nr.283/2020 din 7 august 2020

[Anexa devine Anexa nr.1 prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

PROCEDURA DE PROCURARE A ENERGIEI ELECTRICE

Secțiunea 1 TERMENI ȘI CONDIȚII GENERALE

1. Procedura de procurare a energiei electrice (denumită în continuare procedura) definește termenii, condițiile și modul de achiziție a energiei electrice de către furnizorii serviciului universal, furnizorii de ultimă opțiune și operatorii sistemelor de transport și de distribuție a energiei electrice.

2. Achiziția de energie electrică se efectuează printr-un proces de licitație competitiv, respectând principiile transparenței și nediscriminării.

3. Procesul de achiziții se desfășoară cel puțin o dată pe an pentru contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice pentru un an calendaristic sau 12 luni consecutive, cu posibilitatea de a încheia contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe termen mai lung de 12 luni și pentru perioade mai scurte de timp (trimestrial, lunar, săptămânal, sau o perioadă determinată conform caietului de sarcini).

[Pct.3 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

4. Titularii de licențe vor tinde să utilizeze sisteme și platforme electronice în procesul de desfășurare a licitațiilor.

5. Se recomandă utilizarea prezentei proceduri în procesul de achiziție de energie electrică de către toți furnizorii de energie electrică.

6. În scopul prezentei proceduri, se aplică următoarele definiții:

Caietul de sarcini – specificația detaliată a cerințelor necesare de îndeplinit pentru a putea furniza energie electrică, precum și cerințele organizatorice ce țin de licitație, care este pusă la dispoziția participanților care au fost calificați pentru participarea la licitație conform prezentei proceduri.

Cumpărător – un furnizor al serviciului universal, furnizor de ultimă opțiune sau un operator de sistem, care efectuează achiziția energiei electrice în conformitate cu prezenta procedură;

Vânzător – un participant al pieței energiei electrice sau o persoană juridică din altă țară, care participă la o procedură de achiziție a energiei electrice organizată de Cumpărător.

[Pct.6 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

7. În cazul în care dispozițiile individuale ale procedurii devin nule sau caduce în totalitate sau parțial, acest lucru nu afectează dispozițiile rămase.

8. Procesul de achiziție a energiei electrice este realizat prin licitații organizate în conformitate cu necesitățile de energie electrică ale Cumpărătorului.

9. Cumpărătorul organizează licitații pentru achiziția de energie electrică (în continuare: licitație), în cadrul cărora sunt colectate oferte pentru vânzarea de energie electrică.

10. Modalitatea de desfășurare a licitației este specificată în caietul de sarcini.

11. În conformitate cu prevederile prezentei proceduri, Cumpărătorul trebuie să selecteze unul sau mai mulți ofertanți, cu care va semna Contractul pentru vânzarea-cumpărarea de energie electrică.

Secțiunea 2

CRITERII ȘI DOCUMENTELE SOLICITATE PENTRU ÎNTOCMIREA LISTEI DE FURNIZORI PRECALIFICAȚI

12. Participarea la licitație este deschisă tuturor părților interesate, care au îndeplinit cerințele prezentei secțiuni. Părțile interesate care îndeplinesc cerințele prezentei secțiuni cu cel puțin 5 zile înainte de lansarea unui proces de licitație sunt eligibile să participe la licitație.

[Pct.12 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

13. Cumpărătorul anunță în mod public pe pagina sa web oficială, părțile interesate să depună dosarele pentru a fi incluși în lista de furnizori precalificați de energie electrică. După necesitate, Cumpărătorul poate expedia părților interesate scrisori de invitație de participare la licitație.

14. În anunț Cumpărătorul va informa părțile interesate despre criteriile aplicate și va face publice criteriile de calificare pentru includerea în lista furnizorilor precalificați.

15. Informația necesară a fi prezentată de către părțile interesate pentru a fi incluse în lista furnizorilor precalificați conține formularele incluse în Anexa 1, precum și, fără a se limita:

- Copia deciziei de înregistrare;
- Copia certificatului de atribuire a codului fiscal;
- Copia licenței de producere sau de furnizare a energiei electrice, după caz;
- Dovada experienței în furnizarea energiei electrice – 24 luni de experiență în calitate de solicitant individual sau ca parte a unui grup de companii din domeniul energiei electrice cu o experiență de cel puțin 60 de luni;
- Dovada lipsei datoriilor pentru anul precedent la plata impozitelor și contribuțiilor în conformitate cu prevederile legale ale țării unde este înregistrată partea interesată;
- Copia rapoartelor financiare pentru ultimii doi ani;
- Declarație precum că partea interesată nu este în procedură de faliment sau în proces de lichidare și/sau și-a suspendat activitatea economică;
- în cazul întreprinderilor electroenergetice din Republica Moldova – copia contractului de echilibrare semnat cu OST.

[Pct.15 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

16. Părțile interesate trebuie să transmită solicitările de calificare în calitate de furnizor precalificat prin scrisoare recomandată, personal sau la adresa electronică specificată de Cumpărător.

17. Documentele furnizate de părțile interesate trebuie să fie prezentate în original sau în copii autentificate prin semnătura administratorului persoanei juridice, ori ca copii legalizate notarial.

18. Furnizorii care au prezentat solicitări completate în mod corespunzător și îndeplinesc criteriile de calificare sunt incluși în lista furnizorilor precalificați.

[Pct.18 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

19. În cazul unei solicitări incomplete, Cumpărătorul informează partea interesată prin e-mail

despre faptul, că solicitarea este incompletă și despre informațiile care lipsesc. Partea interesată transmite informațiile lipse sau dovezi suplimentare pentru a putea fi inclus în lista furnizorilor precalificați.

20. Cumpărătorul notifică solicitantul privind includerea în lista furnizorilor precalificați.

21. Pe baza criteriilor de calificare, fiecare Cumpărător elaborează o listă proprie de furnizori precalificați. Criteriile din această secțiune sunt cumulative. Nici o parte interesată nu poate trece la următoarele etape ale procedurii de achiziție a energiei electrice decât dacă este inclusă în lista furnizorilor precalificați.

22. Cumpărătorul trebuie să păstreze și să plaseze pe pagina sa web oficială lista furnizorilor precalificați pentru participarea la licitațiile de procurare a energiei electrice în conformitate cu prezenta procedură. Procesul de calificare la licitații este realizat continuu. În acest scop Cumpărătorul va păstra permanent pe pagina sa web oficială criteriile de calificare pentru includerea în lista furnizorilor calificați.

23. Eligibilitatea participanților la licitație este valabilă pentru toate licitațiile ulterioare.

24. În scopul actualizării documentației de înregistrare, Cumpărătorul poate solicita actualizarea documentelor care au servit temei pentru calificare în calitate de participant la licitații, modificând lista participanților la licitație în baza informațiilor oferite. Cumpărătorul este în drept să revizuiască periodic la necesitate lista furnizorilor precalificați, prin excluderea acelor care după părerea sa nu mai corespund criteriilor de calificare și/sau nu prezintă garanții suficiente ori dovezi de experiență/calificare necesară pentru asigurarea îndeplinirii obligațiilor sale, informând furnizorul despre acest fapt.

Secțiunea 3 **OBIECTUL LICITAȚIEI**

25. Obiectul licitației poate fi orice produs din lista de mai jos:

1) Produse anuale și pentru perioade mai lungi de un an:

a) Sarcină de bază: ___ MW pentru perioada Y (unde Y reprezintă un an calendaristic sau 12 luni consecutive).

Sarcina de bază este un produs energetic standardizat cu bandă pentru livrarea fizică a energiei electrice, a cărui furnizare începe în prima zi din prima lună a perioadei Y la ora 00.00 și se încheie în ultima zi din ultima lună a perioadei Y la orele 24:00.

b) Sarcină de zi: ___ MW pentru perioada Y (puterea maximă).

Sarcină de zi este un profil specific zilnic al produsului energetic pentru livrarea fizică a energiei electrice, a cărui livrare începe de la ora [07.00] h până la orele [22.00] h din fiecare zi calendaristică a perioadei (Y), cu excepția zilelor nelucrătoare.

c) Sarcină de noapte: ___ MW (puterea maximă).

Sarcina de noapte este un profil specific zilnic al produsului energetic pentru livrarea fizică a energiei electrice, a cărui livrare începe de la orele [00.00] h până la orele [07.00] h și de la orele [22.00] h până la orele [00.00] h în fiecare zi calendaristică a perioadei (Y), cu excepția zilelor nelucrătoare. În zilele nelucrătoare, profilul este cel al unui produs de bază;

2) Produse trimestriale: se definesc la fel ca și produsele anuale, singura diferență fiind că perioada de livrare începe în prima zi a unui trimestru, în timp ce sfârșitul livrării este ultima zi a unui trimestru, inclusiv;

3) Produse lunare: se definesc la fel ca și produsele anuale, singura diferență fiind că perioada de livrare începe în prima zi a unei luni calendaristice, în timp ce sfârșitul livrării este ultima zi a unei luni calendaristice, inclusiv;

4) Produse săptămânale: se definesc la fel ca produsele anuale, singura diferență fiind că începerea livrării va fi ziua de luni, în timp ce sfârșitul livrării va fi ziua de duminică (inclusiv) a unei săptămâni;

5) Alte produse personalizate ca schițe din Caietul de sarcini (6 luni, trimestru, etc.).

[Pct.25 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 4

LICITAȚIILE PENTRU ACHIZIȚIONAREA ENERGIEI ELECTRICE

26. Cumpărătorul determină calendarul licitației, tipul produsului, perioada de livrare, cantitățile de energie electrică, profilul sarcinii pe care intenționează să le contracteze în cadrul unei licitații elaborând Caietul de sarcini, cu luarea în considerare a cerințelor prezentei proceduri.

27. Licitația poate fi organizată simultan pentru mai multe tipuri de produs. În acest caz Participanții la licitație fac oferte separate pentru fiecare produs.

28. În caz de organizare a licitațiilor electronice participanții la licitație trebuie să aibă o adresă de e-mail oficială activă. În cazul, în care în procesul de desfășurare a licitațiilor se utilizează o platformă electronică de achiziții, Cumpărătorul trebuie să asigure testarea accesului înainte de utilizarea efectivă.

29. Cumpărătorul publică caietul de sarcini pe pagina web oficială cu cel puțin 15 zile lucrătoare înainte de data limită de depunerea a ofertelor pentru produsele pe termen mai mare decât perioada lunară, și cu cel puțin 5 zile lucrătoare înainte de data limită de depunerea a ofertelor pentru produsele lunare sau pe termen mai scurt. Caietul de sarcini al licitației conține cel puțin următoarele:

- Modalitatea desfășurării licitației;
- Specificația produsului sau produselor (tip, profil, cantitate, perioadă de livrare etc.);
- Datele și calendarul licitației, inclusiv procedurile de testare, dacă este relevant;
- Detaliile aferente prețului ofertat și moneda, dacă este relevant (de exemplu: prețul maxim);
- Detalii despre garanții financiare, dacă sunt aplicate;
- Persoana (persoanele) de contact a Cumpărătorului;
- Informația, necesară a fi prezentată în oferte, inclusiv modul de asigurare a surselor de energie electrică (din centrale electrice proprii, prin achiziții pe piața energiei electrice, prin import cu indicarea țării de origine);
- Modelul contractului de vânzare-cumpărare;
- Criteriile de calificare;
- Regulile și criteriile de evaluare a produselor.

[Pct.29 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

29¹. Cumpărătorul poate să includă în caietul de sarcini cerințe privind următoarele informații, fără a se limita la:

- Capacitatea alocată pe perioada contractului pentru interconexiunile respective, în cazul importatorilor de energie electrică;
- Criterii tehnice: Sursa de energie electrică (centrală electrică proprie, cumpărare din piață, import (din ce țară), altele);
- Dovada disponibilității puterii și cantității suficiente de energie electrică;
- Dovada deținerii volumului suficient de combustibil pe perioada contractului, precum și lipsa datoriilor față de furnizorii de combustibil, în cazul producătorilor care procesează combustibil pentru a produce energie electrică.

[Pct.29¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

30. Caietul de sarcini poate include cerințe legate de garanții financiare pentru executarea contractului.

31. În cazul licitației pentru mai multe produse Caietul de sarcini trebuie să conțină prevederi pentru fiecare produs.

32. Pentru toate produsele, cantitatea poate fi definită ca:

- fixă – de ex. produs de bază 10 MW,
- flexibil – în cazul în care cantitatea achiziționată este flexibilă, cantitatea minimă, precum și dimensiunea pasului, sunt definite în Caietul de sarcini.
- fără cantitate – Cumpărătorul poate testa piața fără a introduce o cantitate fixă în Caietul de sarcini, ci mai degrabă să definească că dorește să cumpere un anumit profil (bază, vârf sau semivârf

pentru o anumită perioadă). Aceasta este o invitație pentru participanții la licitație pentru a trimite perechi de cantitate și preț.

33. Cumpărătorul publică Caietul de sarcini pe pagina web oficială și îl transmite împreună cu invitația de a participa la licitația specifică furnizorilor precalificați.

33¹. În cazul licitațiilor pentru produse mai mari de o lună, calendarul licitației se alcătuiește astfel încât termenul limită de recepționare a ofertelor să fie cu cel puțin 30 de zile anterior expirării contractelor existente de procurare a energiei electrice.

[Pct.33¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

34. În toate licitațiile, participanții la licitație pot depune până la 3 oferte, independente una de cealaltă, pentru fiecare produs, cu excepția cazurilor licitațiilor fără cantitate, pentru care participantul la licitație poate să trimită până la 5 oferte, independente, pentru fiecare produs.

35. Cumpărătorul poate include în Caietul de sarcini un preț maxim pentru fiecare produs, ceea ce implică faptul că, la o anumită licitație, Cumpărătorul este dispus să plătească pentru electricitate până la plafonul respectiv.

36. Ofertele individuale depuse de participanții la licitație ar trebui să includă referințe specifice în cazul, în care cantitatea din ofertă nu este divizibilă. În caz contrar se consideră că cantitatea din ofertă este divizibilă. În cazul când furnizorul precalificat depune o singură ofertă pentru cel puțin 50% din totalul cantității de energie electrică, oferta acestuia se consideră divizibilă, cumpărătorul având dreptul să accepte parțial oferta furnizorului precalificat respectiv.

[Pct.36 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

37. Participanții la licitație își pot depune ofertele începând cu data și ora de deschidere a perioadei de licitare și până la data și ora de închidere a acesteia stabilite în caietul de sarcini.

38. În perioada de licitare participanții își pot actualiza oferta depusă anterior. Doar ultima ofertă depusă va fi considerată finală și luată în considerare de către Cumpărător la stabilirea câștigătorilor.

39. Ofertele pentru fiecare produs vor include cantitatea fixă ofertată sau profilul ofertat, în MW și prețul în monedă națională (sau valută, specificată în caietul de sarcini)/MWh rotunjită până la 2 zecimale.

40. Cumpărătorul poate prelungi termenul limită de depunere a ofertelor, în cazul în care există probleme tehnice, există o solicitare în acest sens din partea furnizorilor precalificați sau în cazul în care consideră că poate obține un preț mai mic pentru energia electrică. Prolungirea termenului limită de depunere a ofertelor poate fi realizată cu condiția respectării termenului stabilit la pct.33¹.

[Pct.40 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.40 completat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

41. Cumpărătorul anulează licitația, dacă:

- 1) nu au fost depuse oferte;
- 2) după expirarea perioadei de depunere a ofertelor au depus oferte mai puțin de trei furnizori precalificați pentru fiecare produs individual;
- 3) au fost depuse numai oferte care:
 - a) sunt inacceptabile sau neconforme;
 - b) sunt prezentate după data-limită de depunere a ofertelor;
 - c) nu au fost elaborate și prezentate în conformitate cu cerințele cuprinse în Caietul de sarcini;
- 4) prețurile oferite depășesc prețul maxim specificat de Cumpărător în Caietul de sarcini;
- 5) în cazul în care Cumpărătorul consideră că scopul licitației nu a fost atins.

[Pct.41 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

42. În cazul în care licitația este anulată, Cumpărătorul va organiza licitație repetată. Termenele pentru depunerea ofertelor în cadrul licitației organizate repetat pot fi reduse de către Cumpărător.

43. În cadrul licitației repetate desfășurate pentru produse cu termen mai mare de trei luni

cumpărătorul poate selecta câștigătorul dacă au fost depuse oferte de către cel puțin 2 furnizori precalificați, cu excepția licitațiilor repetate organizate de operatorul de sistem, caz în care se admite selectarea învingătorului având o singură ofertă.

[Pct.43 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.43 în redacția Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

44. În niciun fel Cumpărătorul nu poate dezvălui informații din ofertele depuse oricărei alte părți în timpul procesului de licitație.

45. Cumpărătorul nu înregistrează ofertele depuse după expirarea perioadei de depunere a ofertelor.

46. Cumpărătorul înregistrează doar ofertele depuse de furnizorii incluși în lista furnizorilor precalificați.

Secțiunea 5

DETERMINAREA CÂȘTIGĂTORILOR ȘI PUBLICAREA REZULTATELOR LICITAȚIEI

47. După închiderea perioadei de depunere a ofertelor, Cumpărătorul verifică dacă ofertele depuse îndeplinesc cerințele stabilite în caietul de sarcini și în prezenta procedură și le validează.

[Pct.47 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

48. Toate ofertele valide vor fi înscrise în registrul ofertelor. Ordinea ofertelor din registrul ofertelor se stabilește în funcție de criteriul „prețul cel mai mic” pe o perioadă de livrare specifică. În cazul în care există mai multe oferte cu același preț, va avea prioritate oferta depusă mai devreme.

49. Toate ofertele valide înscrise în registrul ofertelor sunt considerate valabile până la semnarea Contractului cu participanții selectați.

50. Ofertele valabile vor fi luate în considerare la evaluarea rezultatelor. Informațiile din ofertele valabile vor fi transferate în formular agregat și selectat câștigătorul (câștigătorii).

51. În procesul de selectare din ofertele depuse de un furnizor precalificat, pot fi selectate toate ofertele, unele oferte sau nicio ofertă în conformitate cu criteriile de selectare stabilite în caietul de sarcini.

[Pct.51 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

52. Sunt considerate oferte potențial câștigătoare, ofertele cu cel mai mic preț omogenizat, exprimate în monedă națională/MWh pentru fiecare produs individual și perioada de livrare. La calcularea prețului omogenizat se ia în considerație condițiile de livrare și de plată, precum și valuta/moneda prețului din oferte prin aplicarea ratei oficiale de schimb stabilită de Banca Națională a Moldovei pentru ziua deschiderii ofertelor. Pentru îmbunătățirea ofertelor, Cumpărătorul poate desfășura o rundă de negocieri deschise, în care ofertanții pot veni cu prețuri micșorate față de prețurile incluse în ofertele potențial câștigătoare.

[Pct.52 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.52 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

52¹. Orice corecție care poate fi aplicată la ofertele depuse se comunică participanților la licitație cel târziu înainte de demararea runde de negocieri deschise.

[Pct.52¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

53. În situația în care oferta cu cel mai mic preț garantează doar acoperirea parțială (<100%) a cererii de energie a Cumpărătorului (din cauze tehnice sau de altă natură obiectivă), acesta acceptă (în ordine crescătoare) și următoarea ofertă pentru completarea a 100% din cantitatea de energie electrică licitată.

53¹. Prin derogare de la prevederile pct.53, furnizorul serviciului universal și furnizorul de ultima opțiune desemnează drept câștigători ai licitației cel puțin doi ofertanți clasați în ordinea crescătoare a prețurilor și care oferă cantități de energie electrică din surse diferite, suficiente să asigure necesitățile consumatorilor finali deserviți de furnizor. Furnizorul serviciului universal și furnizorul de ultima opțiune atribuie ofertanților câștigători cantitățile de energie electrică în limitele cotelor maxime, aprobate prin hotărârea corespunzătoare a Agenției înainte de depunerea ofertelor la licitație, în funcție de diferența procentuală dintre prețurile oferite.

[Pct.53¹ introdus prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

54. Prețul oferit de participantul la licitație inclus în oferta câștigătoare este prețul la care urmează a fi livrată energia electrică.

55. În termen de două zile lucrătoare din momentul stabilirii câștigătorului, Cumpărătorul notifică rezultatele oficiale ale licitației participanților la licitație care au depus oferte, Agenției și ministerului de profil. Notificarea va conține rezultatele, prețul (prețurile) și cantitățile contractate pentru fiecare licitație de produs.

[Pct.55 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.55 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

56. În urma rezultatelor licitației, Cumpărătorul trimite o notificare fiecărui câștigător, la care anexează Contractul completat și semnat scanat, care trebuie semnat de câștigător pentru cantitatea de energie electrică/prețul respectiv.

57. Copia scanată a Contractului de vânzare-cumpărare, contrasemnată de câștigătorul licitației trebuie trimisă Cumpărătorului în termen de 1 zi lucrătoare de la primirea Contractului de către câștigătorul licitației.

[Pct.57 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

58. În cazul în care Contractul nu este semnat de câștigător, Cumpărătorul poate reexamina rezultatul licitației excluzând ofertele câștigătorului care nu a semnat Contractul sau, dacă este nevoie, să organizeze o licitație pentru o perioadă mai scurtă (lunară, săptămânală, etc.), desfășurată în termene restrânse.

[Pct.58 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

[Pct.58 modificat prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

59. Odată ce Contractul contrasemnat este transmis Cumpărătorului și confirmat de Cumpărător, Contractul devine obligatoriu pentru ambele părți.

60. Cumpărătorul publică rezultatele licitației pe pagina web oficială după încheierea licitației, specificând:

- cantitatea contractată de energie electrică;
- prețul mediu.

61. Orice clarificare solicitată de un participant la licitație (înainte și în timpul licitației) trebuie să fie transmisă tuturor participanților la licitație în același timp.

[Pct.61 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

Secțiunea 6 PREVEDERI SPECIALE

62. Cumpărătorul efectuează întregul proces al licitației și se asigură că procesul se desfășoară în conformitate cu prezenta procedură și cu cerințele legale aplicabile.

62¹. Fiecare reprezentant al participanților sau invitat la licitație urmează obligatoriu să semneze o declarație de confidențialitate privind informațiile sensibile obținute în cadrul procedurilor de licitație, care nu pot fi divulgate fără acordul expres al Cumpărătorului.

[Pct.62¹ introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

63. Cumpărătorul are dreptul de a anula licitația în orice moment până la expirarea termenului de depunere a ofertelor dacă consideră că scopul licitației nu poate fi atins. Cumpărătorul notifică Agenția despre anularea licitației cu descrierea factorilor care au determinat necesitatea de a anula licitația.

64. Cumpărătorul nu poate fi răspunzător pentru daune directe sau indirecte rezultate din:
incapacitatea unui furnizor precalificat de a participa la licitație;
depunerea cu întârziere a ofertei(lor);
eroarea în oferta depusă de un furnizor precalificat;
anularea licitației.

[Pct.64 în redacția Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

65. Orice comportament al participantului la licitație care are ca scop sau efect interferența în procesul de licitație sau influență inadmisibilă asupra rezultatului acesteia, este considerat o încălcare gravă a prezentei proceduri, care rezultă în eliminarea participantului la licitație și anularea ofertelor deja acceptate ale acestui participant la licitație.

66. În cazul eliminării repetate a participantului de la una sau mai multe licitații organizate de Cumpărător, ultimul poate decide să elimine participantul la licitație și din viitoarele licitații, excluzând participantul din lista furnizorilor precalificați. Cumpărătorul trebuie să informeze cât mai curând posibil participantul la licitație cu privire la aceste măsuri.

67. În cazurile de la pct.66, Cumpărătorul informează despre astfel de evenimente Agenția în termen de 3 zile lucrătoare, cu o precizare detaliată a motivelor acesteia.

68. Toate documentele legate de licitație (fizice sau electronice), schimburi de informații și date etc. trebuie să fie păstrate de Cumpărător și furnizorul precalificat care a participat la licitație timp de 5 ani după licitație.

[Pct.68 modificat prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, în vigoare 13.07.2024]

69. La cererea Agenției, Cumpărătorul va prezenta Agenției toate materialele legate de licitație, inclusiv schimburile de informații cu participanții la piață.

70. Dacă licitațiile pentru anumite produse nu au reușit și o altă licitație nu poate fi efectuată din cauza restricțiilor de timp sau de securitate a aprovizionării, Cumpărătorul organizează licitațiile pentru produse pe termen mai scurt.

71. Până la lansarea PZU și PPZ, dacă o licitație pentru un produs lunar sau săptămânal nu reușește și o altă licitație nu poate fi efectuată din cauza restricțiilor de timp sau de securitate a aprovizionării, se folosește o negociere directă cu potențiali furnizori, în afara domeniului de aplicare a prezentei proceduri.

72. Lista participanților care pot să asiste în cadrul procedurii de licitație trebuie să fie cunoscută cu cel puțin o zi înainte de desfășurarea licitației.

[Pct.72 introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

73. La rundele de negocieri deschise pot participa doar furnizorii precalificați care sunt angajați în procesul de negociere.

[Pct.73 introdus prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Anexa nr.1

**Solicitare de calificare drept furnizor potențial în cadrul licitațiilor
pentru achiziționarea de energie electrică**

Solicitantul _____

_____ transmite prin prezenta o cerere de calificare pentru participarea la licitațiile viitoare pentru achiziționarea de energie electrică organizate de Cumpărător.

Informațiile și datele de identificare ale solicitantului

Numele complet al solicitantului	
Adresa solicitantului	
Codul poștal	
Țara	
Telefon	
Nr. de fax	
E-mail	
Codul fiscal al participantului	
Numărul de înregistrare al participantului	
Numărul de cont bancar și sucursala bancară	
Persoanele responsabile de semnarea Contractului nume și prenume	

Reprezentanți autorizați pentru primirea informației și transmiterea informațiilor

Prenume și nume de familie	Telefon	Nr. de fax	E-mail către care sunt trimise informații legate de licitație	Semnătura

Reprezentanți autorizați pentru depunerea ofertelor (procesul de lucru)

Prenume și nume de familie	Telefon	Nr. de fax	E-mail de la care vor fi depuse ofertele	Semnătura

Persoane de contact autorizate pentru execuția contractului (tehnice)

Prenume și nume de familie	Telefon	Nr. de fax	E-mail	Semnătura

--	--	--	--	--

Persoane de contact autorizate pentru aspectele financiare

Prenume și nume de familie	Telefon	Nr. de fax	E-mail	Semnătura

Numele și funcția semnatarului:

semnătura

Anexa nr.2

Declarație pe propria răspundere

Participantul la licitație pentru achiziția de energie electrică _____ (numele companiei), declară următoarele:

1. Înainte de semnarea acestei declarații, am luat la cunoștință și sunt de acord cu Caietul de sarcini a licitației.
2. Toate datele prezentate în această cerere și în anexele menționate în acestea sunt veridice și corecte și că îndeplinesc toate condițiile prevăzute de lege pentru desfășurarea activităților, care fac obiectul acestei licitații.
3. Sunt de acord, că Cumpărătorul poate, ori de câte ori este considerat necesar, să efectueze anchetele necesare cu organele competente și să obțină date din înregistrări competente. Datele dobândite vor fi utilizate exclusiv pentru nevoile Cumpărătorului.
4. Sunt de acord cu conținutul termenelor și condițiilor generale de livrare a energiei electrice, precum și cu prevederile contractului. În cazul în care sunt selectat, mă angajez să închei un contract cu același conținut în termenul stabilit în Procedura de procurare a energiei electrice.

Data:

Numele și funcția semnatarului:

Semnătură:

Anexa nr.2
la Regulile pieței energiei electrice
aprobate prin Hotărârea ANRE
nr.283/2020 din 7 august 2020

Obligațiile specifice în legătura cu echilibrare ale participanților la piața de energie electrică instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană

1. În scopul determinării și decontării dezechilibrelor cauzate de agenți economici, instalațiile

electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană operatorul sistemului de transport (în continuare – OST) aplică regulile și cerințele generale stabilite în Regulile pieței energiei electrice, precum și cerințele incluse în prezenta anexă.

2. Agenții economici, instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană, care preconizează sau realizează schimburi de energie electrică în afara regiunii transnistrene, în scopul participării pe piața angro de energie electrică, trebuie să se înregistreze în calitate de PRE și să își asume responsabilitatea financiară față de OST pentru dezechilibrele determinate conform Regulilor pieței energiei electrice și anexei date. În scopul implementării prevederilor articolului dat, contractele de echilibrare semnate de OST și agenții economici instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană vor include prevederi necesare asigurării conformității cu anexa dată. Sunt admise schimburi de energie electrică în afara regiunii transnistrene doar în condițiile în care sursele de proveniență a schimburilor respective de energie electrică care produce energia electrică sunt înregistrate în calitate de părți responsabile de echilibrare și tranzacțiile respective sunt realizate conform Regulilor pieței energiei electrice.

3. Pentru validarea și decontarea dezechilibrelor cauzate de agenți economici, instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană, OST utilizează un punct virtual pentru care include în registrul PRE un PRE virtual (în continuare PRE(T)), responsabil pentru dezechilibrele în punctul virtual.

4. Compensarea dezechilibrelor se realizează prin intermediul programelor de returnare săptămânală a energiei electrice, nominalizate ca schimburi de energie electrică între OST și participanții la piața energiei electrice instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană, conform regulilor notificărilor fizice, stabilind astfel obligații ferme de livrare.

5. Pentru asigurarea compensării dezechilibrelor prin îndeplinirea funcțiilor PRE(T), participanții la piața electrică instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană stabilesc o entitate care își va asuma responsabilitatea compensării dezechilibrelor înregistrate în punctul virtual în raport cu OST.

6. În scopul determinării poziției nete contractuale (PNC), fiecare PRE responsabilă de instalații electrice amplasate în regiunea transnistreană și PRE(T) vor notifica schimburile de energie electrică între respectiva PRE și alți agenți economici instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană. În acest context PRE(T) este responsabil pentru agenții economici instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană și care nu sunt participanții pieței energiei electrice.

7. Pentru determinarea dezechilibrului PRE(T), OST utilizează un punct virtual de măsurare a energiei electrice, pentru care:

1) Poziția netă măsurată ($PNM(T)$) în punctul virtual se determină separat pentru fiecare interval de dispecerizare i , ca suma algebrică a indicațiilor echipamentului de măsurare a energiei electrice, din punctele de măsurare instalate pe perimetru (conturul) rețelei electrice din regiunea transnistreană. Valoarea pozitivă a $PNM(T)$ corespunde unui flux agregat din regiunea transnistreană, iar valoarea negativă a $PNM(T)$ va corespunde unui flux agregat spre regiunea transnistreană;

2) Poziția netă contractuală ($PNC(T)$) în punctul virtual se determină pentru fiecare interval de dispecerizare i , după cum urmează:

$$PNC(T)_i = \left(\sum_j SE(j, k)_i^v - \sum_j SE(j, k)_i^c \right) + \left(\sum EX(j)_i - \sum IM(j)_i \right) \pm q_i^{livrat}$$

unde:

- j denotă fiecare PRE instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană;
- k – denotă fiecare PRE instalațiile electrice ale cărora nu sunt amplasate în regiunea transnistreană;
- $SE(j, k)_i^v$ respectiv $SE(j, k)_i^c$ semnifică schimburile de energie electrică de vânzare, respective de cumpărare, realizate între PRE j și PRE k , în intervalul de dispecerizare i ;

- *IM* și *EX* – reprezintă importurile, respectiv exporturile, în intervalul de dispecerizare *i*, realizate de participanții la piața energiei electrice pentru care respectiva PRE *j* este responsabilă;

- *q_{livrat}* – suma cantităților de energie electrică de echilibrare (la ridicare și scădere) rezultate din angajarea în tranzacții pe piața energiei de echilibrare, în care sau angajat participanții la piața energiei electrice pentru care respectiva PRE *j* este responsabilă.

8. Dezechilibru PRE(T) se determină după cum urmează:

$$DEZ(T)_i = PNM(T)_i - PNC(T)_i - \sum_j DEZ(j)_i^p$$

unde:

- *j* denotă fiecare PRE instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană;

- *DEZ(j)^p* reprezintă dezechilibru propriu PRE(*j*), în intervalul de dispecerizare *i*, determinat conform Titlul X, Capitolul I din Regulile pieței energiei electrice.

9. OST include în Registrul PRE un PRE distinct (în continuare PRE(OST_T)) pentru validarea programelor de compensare a dezechilibrului PRE(T). OST este responsabil de îndeplinirea funcțiilor aferente PRE(OST_T). Schimburile de energie pentru programele de compensare notificate de către PRE(OST_T) și PRE(T), sunt considerate la calculul PNC(T). Programul de compensare a dezechilibrului PRE(T) reprezintă obligația de livrare pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul:

$$SE(T, OST_T)_{D,i}^{v, W+1} = SE(OST_T, T)_{D,i}^{c, W+1} = \begin{cases} -DEZ(T)_{D,i}^W, & DEZ(T)_{D,i}^W < 0 \\ 0, & DEZ(T)_{D,i}^W > 0 \end{cases}$$

$$SE(T, OST_T)_{D,i}^{c, W+1} = SE(OST_T, T)_{D,i}^{v, W+1} = \begin{cases} 0, & DEZ(T)_{D,i}^W < 0 \\ DEZ(T)_{D,i}^W, & DEZ(T)_{D,i}^W > 0 \end{cases}$$

unde:

- *SE(T, OST_T)_{D,i}^{v, W+1}* semnifică schimburile de energie electrică de vânzare de PRE(T) către PRE(OST_T), pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul;

- *SE(OST_T, T)_{D,i}^{c, W+1}* semnifică schimburile de energie electrică de cumpărare de către PRE(T) de la PRE(OST_T), pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul;

- *SE(OST_T, T)_{D,i}^{v, W+1}* semnifică schimburile de energie electrică de vânzare de PRE(OST_T) către PRE(T), pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul;

- *SE(T, OST_T)_{D,i}^{c, W+1}* semnifică schimburile de energie electrică de cumpărare de către PRE(OST_T) de la PRE(T), pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul;

- *DEZ(T)^W_{D,i}* reprezintă dezechilibru PRE(T), pe parcursul zilei D, în intervalului de dispecerizare *i*, a săptămânii W în care a fost înregistrat dezechilibrul.

Valoarea pozitivă a *DEZ(T)^W_{D,i}* reprezintă surplus, iar valoarea negativă reprezintă deficit.

10. În condițiile lipsei posibilității tranzacționării pe alte piețe, OST va tranzacționa programele de compensare prin angajarea în tranzacții de creștere/reducere pe piața de echilibrare.

11. În cazul în care participanții la piața de energie electrică instalațiile electrice ale cărora sunt amplasate în regiunea transnistreană nu stabilesc entitatea PRE(T) care își va asuma responsabilitatea

compensării dezechilibrelor înregistrate în punctul virtual în raport cu OST, sau entitatea respectivă nu notifică parțial sau integral schimburile de energie electrică necesare realizării obligației de a compensa dezechilibrele înregistrate în punctul virtual, obligativitatea compensării dezechilibrelor nenotifycate de către PRE (T) în punctul virtual se atribuie fiecărui participant la piața de energie electrică instalațiile electrice ale căreia sunt amplasate în regiunea transnistreană.

12. În condițiile specificate la pct.11 dezechilibru în punctul virtual ce urmează a fi compensat de o PRE instalațiile electrice ale căreia sunt amplasate în regiunea transnistreană, se determină după cum urmează:

$$DEZ(j)_i^{pv} = (DEZ(T)_i - (SE_v(T, OST_T)_{D, i}^{c, W+1} - SE_v(T, OST_T)_{D, i}^{v, W+1})) \cdot C(j)_i$$

unde:

$SE_v(T, OST_T)_{D, i}^{c, W+1}$ semnifică schimburile de energie electrică din cadrul notificărilor fizice validate, de cumpărare de către PRE(OST_T) de la PRE(T), pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul;

$SE_v(T, OST_T)_{D, i}^{v, W+1}$ semnifică schimburile de energie electrică din cadrul notificărilor fizice validate, de vânzare de PRE(T) către PRE(OST_T), pe parcursul aceluiași zile și intervale de dispecerizare a săptămânii ulterioare săptămânii în care a fost înregistrat dezechilibrul;

$C(j)_i$ – cota din dezechilibrul înregistrat în punctul virtual atribuit PRE j , determinat după cum urmează:

$$C(j)_i = \frac{DEZ(j)_i^p}{\sum_j DEZ(j)_i^p}$$

În condițiile, în care valorile notificate de PRE(T) vor corespunde valorilor determinate conform pct.9, $DEZ(T)_i^p$ va rezulta în valoarea nulă ($DEZ(j)_i^{pv} = 0$).

13. Schimbul de energie electrică necesar pentru compensarea dezechilibrului în punctul virtual atribuit PRE instalațiile electrice ale căreia sunt amplasate în regiunea transnistreană este inclus de OST unilateral la calcularea poziției nete contractuale a respectivei PRE analogic modalității stabilite la pct.9.

14. OST indică în programul de funcționare transmis conform cerințelor Regulilor pieței energiei electrice PRE responsabile de instalații electrice amplasate în regiunea transnistreană obligațiile privind schimbul de energie electrică necesar pentru compensarea dezechilibrului în punctul virtual atribuit PRE responsabile de instalații electrice amplasate în regiunea transnistreană.

15. OST include în Nota informativă lunară datele privind schimbul energiei de compensare cu PRE(T).

[Anexa nr.2 introdusă prin Hot. ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

Anexa nr.3
la Regulile pieței energiei electrice
aprobate prin Hotărârea ANRE
nr.283/2020 din 7 august 2020

Algoritmul de alocare a costurilor și veniturilor între membrii grupului de echilibrare

1. Costurile și veniturile generate de dezechilibrele nete ale grupului de echilibrare se alocă de către responsabilul grupului de echilibrare între membrii grupului de echilibrare, pentru fiecare interval de

dispecerizare în conformitate cu următorul algoritm:

1) Pentru fiecare membru „i” al grupului de echilibrare se determină dezechilibrul pentru fiecare interval de dispecerizare din luna de livrare, în conformitate cu formula:

$$DEZ_i = PNM_i - PNC_i \text{ [MWh]}$$

unde:

DEZ_i este dezechilibrul membrului „i” al grupului de echilibrare;

PNM_i – poziția netă măsurată a membrului „i” al grupului de echilibrare în intervalul de dispecerizare a lunii de livrare;

PNC_i – poziția netă contractuală a membrului „i” în intervalul de dispecerizare a lunii de livrare.

2) Pentru fiecare membru „i” al grupului de echilibrare se determină valoarea dezechilibrului pentru fiecare interval de dispecerizare din luna de livrare (considerând înregistrarea în calitate de PRE individuală):

$$VDEZ_i = DEZ_i \times P_{DEF} \text{ dacă } DEZ_i < 0 \text{ [lei]}$$

$$VDEZ_i = DEZ_i \times P_{EX} \text{ dacă } DEZ_i > 0 \text{ [lei]}$$

P_{DEF}, **P_{EX}** – prețul de deficit, respectiv prețul de excedent corespunzător intervalului de dispecerizare din luna de livrare, aplicat de OST;

VDEZ_i – valoarea dezechilibrului membrului „i” al grupului de echilibrare.

3) Din calculul valorii dezechilibrului pentru grupul de echilibrare care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru membrii grupului de echilibrare, realizat de OST se identifică, pentru fiecare interval de dispecerizare din luna de livrare, următoarele informații:

a) dezechilibrul grupului de echilibrare, DEZ [MWh];

b) valoarea dezechilibrului grupului de echilibrare, VDEZ [lei].

4) Se determină suma algebrică a valorii dezechilibrelor tuturor membrilor grupului de echilibrare conform formulei:

$$V_{total} = \sum_{i=1}^n VDEZ_i \text{ [lei]}$$

unde „n” este numărul membrilor grupului de echilibrare.

a) În cazul în care $V_{total} * VDEZ \leq 0$, câștigul total se determină astfel:

$$\text{Câștig total} = |V_{total}| + |VDEZ|$$

b) În cazul în care $V_{total} * VDEZ > 0$, câștigul total se determină astfel:

$$\text{Câștig total} = |V_{total}| - |VDEZ|$$

c) Câștigul unitar „C” se calculează astfel:

dacă $P_{EX} > P_{DEF}$ atunci:

$$C = - \left(\frac{\text{câștig total}}{\sum_{i=1}^n |DEZ_i|} \right) \text{ [lei/MWh]}$$

dacă $P_{EX} < P_{DEF}$ atunci:

$$C = + \left(\frac{\text{C\u0103stig total}}{\sum_{i=1}^n |DEZ_i|} \right) \text{ [lei/MWh]}$$

5) Se calculează pre\u021burile de deficit \u0219i de excedent revizuite, aplicabile intern la nivelul PRE, astfel:

$$P_{DEF}^{int} = P_{def} - C \text{ [lei/MWh]}$$

$$P_{EX}^{int} = P_{ex} + C \text{ [lei/MWh]}$$

unde:

P_{DEF}^{int} \u0219i P_{EX}^{int} este pre\u021bul de deficit revizuit, respectiv pre\u021bul de excedent revizuit.

6) Costurile/veniturile fiec\u0103rui, membru al grupului de echilibrare, rezultate \u00een urma redistribuirii interne a costurilor/veniturilor aferente dezechilibrelor, se calculează astfel:

a) dac\u0103 $DEZ_i < 0$ atunci:

$$VDEZ_i^{int} = DEZ_i \times P_{DEF}^{int} \text{ [lei]}$$

b) dac\u0103 $DEZ_i > 0$ atunci:

$$VDEZ_i^{int} = DEZ_i \times P_{EX}^{int} \text{ [lei]}$$

[Anexa nr.3 introdus\u0103 prin Hot. ANRE nr.323 din 28.05.2024, \u00een vigoare 13.07.2024]