



**AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU
REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ**

H O T Ă R Ă R E
cu privire la aprobarea Regulilor pieței energiei electrice

nr. 283/2020 din 07.08.2020

*(în vigoare 01.06.2022, cu excepția anexei la Regulile pieței
energiei electrice, care intră în vigoare din 1 ianuarie 2021)*

Monitorul Oficial al R. Moldova nr. 247-257 art. 882 din 02.10.2020

* * *

ÎNREGISTRAT:
Ministerul Justiției
al Republicii Moldova
nr.1590 din 28.09.2020
Ministru _____ Fadei Nagacevski

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 la 01 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.

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 Regulii. OPEE nu poate influența sau impune condiționalități ce țin de clauzele contractuale ale contractelor înregistrate.

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 Regulii.

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 regim de condensare pe piața contractelor bilaterale, PZU, PPZ sau pe piața energiei electrice de echilibrare.

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 Regulii.

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.

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. Furnizorii sunt responsabili grupului de echilibrare constituit din consumatorii finali cărora le furnizează energie electrică.

15. FCEE este responsabilul grupului de echilibrare constituit din centralele electrice de termoficare urbane și din centralele electrice eligibile care produc din surse regenerabile de energie, care și-au delegat responsabilitatea echilibrării către FCEE.

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, Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport și Codul 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 – parametrii tehnici care sunt înregistrați la OST, în concordanță cu Codul 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 tuturor participanților pieței energiei electrice pentru schimbul de datele 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 de echilibrare de către OST;

cod de identificare pe piața pentru ziua următoare – cod alfanumeric alocat fiecărui participant la piața pentru ziua următoare de către OPEE;

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, în limite garanțiilor depuse de participanți;

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, conform prevederilor Codului rețelelor electrice în care se specifică disponibilitatea unităților de producere ale respectivului producător de energie electrică într-o anumită perioadă calendaristică sau intervale de dispecerizare;

dezechilibru – diferența dintre valorile notificate urmare a tranzacțiilor și cele efectiv realizate pentru producția, consumul și schimburile de energie electrică aferente unei părți responsabile pentru echilibrare (în continuare – PRE), sau SE în totalitate, după caz;

dispoziție de dispecer (Dispatch Instruction) – comandă dată de OST, în conformitate cu prevederile Codului 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 normativi 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 Codului 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, 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 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;

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 la ora 07:00 la ora 20:00 al fiecărei zile 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 sau pentru reducerea consumului unui loc de consum dispecerizabil;

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 Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport și Codul 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 reguletoarelor de viteză proprii, în scopul menținerii echilibrului dintre producție și consum 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, preluată în rețelele electrice, 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 valorile realizate și tranzacționate ale producției, consumului și schimburilor de energie electrică, notificate 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 garată 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 – sistem informatic stabilit și menținut de OPEE în scopul administrării PZU și 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 electric 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 Codului rețelelor electrice ca parte a caracteristicilor tehnice;

zi de livrare – ziua în care energie 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 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 directe de vânzare-cumpărare a energiei electrice, 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.

24. Energia electrică procurată de FCEE de la producătorii eligibili și de la centralele electrice de termoficare urbane 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.

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 sistemelor de transport și de distribuție a energiei electrice 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.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 achiziție a energiei.

[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 sistemelor de transport și de distribuție a energiei electrice pot încheia contracte bilaterale cu producătorii de energie electrică din surse regenerabile cu puterea instalată a centralelor electrice 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.

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 transmit spre avizare Agenției, înainte de intrare în vigoare, în termen de 5 zile lucrătoare din momentul semnării și cu cel puțin 15 zile înainte de expirarea contractelor precedente.

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 înregistrată 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 semnate 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.

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 o zi lucrătoare din momentul depunerii solicitării de înregistrare a contractului bilateral de către toate părțile semnate, prin completarea registrului participanților la piața contractelor bilaterale, cu condiția ca părțile semnate au contracte de echilibrare încheiate cu OST.

36. Prin derogare de la prevederile pct.35 contractele bilaterale încheiate de participanții la piața de energie electrică cu părți terțe din alte țări sau cu agenții economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar, 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 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 prin contracte 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.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 și a contractelor încheiate de participanții la piața de energie electrică cu agenți economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar, 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 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 respectivi OST din țările vecine. În acest sens, OST stabilește procedurile necesare cu OST ale țărilor vecine.

42¹. Validarea de către OPEE a tranzacțiilor de vânzare/cumpărare a energiei electrice încheiate de participanții la piața de energie electrică cu agenți economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar are loc prin coordonare cu OST, care, la rândul său validează tranzacțiile cu OST care prestează servicii de sistem în regiunea transnistreană. OST stabilește procedurile necesare pentru validarea tranzacțiilor și notificărilor fizice după consultarea acestora cu Agenția și participanții pieței de energie electrică.

[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.

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 contractuală netă a fiecărui participant aferentă tranzacțiilor încheiate pe piața contractelor bilaterale.

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

48. În baza notificărilor validate OPEE calculează poziția netă 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 energie electrică încheiate de participantul respectiv.

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

50. În cazul în care poziția netă 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. Dacă în urma închiderii PZU și PPZ poziția netă 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 a participantului pieței energiei electrice rămâne pozitivă, dezechilibrul respectiv este luat în considerare în procesul de soluționare a dezechilibrelor.

TITLUL III

REGULILE PIEȚEI PENTRU ZIUA URMĂTOARE

Capitolul I

PREVEDERI GENERALE PRIVIND PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE

51. PZU este 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.

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 de fiecare parte prin tranzacțiile încheiate pe PZU.

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) se va lua în considerare aceeași pereche preț-cantitate cu cea corespunzătoare intervalului de tranzacționare dintre ora 03:00 și ora 04:00. 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, iar acest interval nu va fi luat în considerare la stabilirea prețului de închidere a PZU.

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

Capitolul II PARTICIPARE LA PZU

Secțiunea 1 Participanții la PZU

64. Numai participanții înregistrați de OPEE la PZU au dreptul să tranzacționeze pe PZU și să transmită oferte către OPEE.

65. Pot fi înregistrați drept participanți la PZU:

- 1) producătorii de energie electrică;
- 2) furnizorii de energie electrică;
- 3) operatorii de sistem, în condițiile prevăzute la pct.66 și 67.

66. Un operator de sistem nu are dreptul să tranzacționeze pe PZU în scopul obținerii unui profit. Un operator de sistem are dreptul să vândă și/sau să achiziționeze energie electrică pe PZU 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.

67. OST are dreptul să tranzacționeze pe PZU și energia electrică necesară pentru compensarea fluxului tehnologic de energie electrică cu OST din țările vecine.

68. Un participant la PZU care dorește să cumpere energie electrică de pe PZU are obligația să facă dovada constituirii garanțiilor necesare participării la PZU în conformitate cu prevederile contractului cadru pentru participare la PZU și PPZ.

Secțiunea 2 Înregistrarea participanților la PZU

69. Solicitarea unei întreprinderi electroenergetice de a deveni participant la PZU și PPZ se face la OPEE, conform prevederilor prezentei secțiuni.

70. 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.

71. Orice întreprindere electroenergetică poate depune o cerere de înregistrare în calitate de participant la PZU și PPZ, conform formularului elaborat de OPEE și publicat pe pagina oficială web.

72. Cererea de înregistrare este depusă în scris la OPEE, împreună cu următoarele documente:

- 1) copia licenței eliberată de Agenție;
- 2) copia certificatului de înregistrare a companiei;
- 3) copia certificatului TVA;
- 4) copii ale documentelor oficiale care confirmă codurile de identificare ale solicitantului pe piața de energie electrică;
- 5) contractul pentru participare la PZU și PPZ completat și semnat de către solicitant.

73. 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.

74. 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.

75. 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

76. Un participant la PZU se poate retrage din proprie inițiativă de la PZU în baza unei înștiințări în scris, transmisă cu cel puțin o lună înaintea datei la care calitatea de participant la PZU 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.

77. OPEE suspendă înregistrarea unui participant la PZU în următoarele cazuri:

- 1) dacă participantul la PZU nu mai îndeplinește una din condițiile necesare pentru înregistrarea ca participant la PZU;
- 2) dacă participantul la PZU nu mai îndeplinește cerințele privind garanția necesară sau nu efectuează plățile în conformitate cu prevederile Capitolului IV din Titlul XII;
- 3) dacă participantul la PZU este găsit în mod repetat vinovat de nerespectarea regulilor aplicabile pentru PZU sau decontării.

78. OPEE dispune suspendarea unui participant la PZU odată cu constatarea oricărei dintre condițiile stipulate la pct.77, pentru o perioadă care să nu depășească șase luni, transmitând o notificare, cu specificarea motivelor suspendării și a datei intrării în vigoare a acesteia, participantului la PZU în cauză, OST și Agenției.

79. OPEE revocă înregistrarea unui participant la PZU, transmitând 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 sa în decursul perioadei specificate de OPEE conform prevederilor pct.78.

80. Înregistrarea ca participant la PZU este revocată automat, cu efect imediat în cazul în care licența participantului la PZU în cauză a fost retrasă. Agenția informează OPEE despre retragerea licenței unui participant la PZU în termen de 3 zile lucrătoare.

81. Dacă un participant la PZU renunță la participarea pe PZU conform pct.76 sau dacă înregistrarea unui participant la PZU este suspendată, sau revocată de OPEE conform prevederilor prezentei secțiuni:

1) participantul la PZU nu mai are dreptul să transmită noi oferte pe PZU și toate ofertele validate ale acestuia se consideră anulate;

2) participantul la PZU trebuie să efectueze toate plățile datorate în conformitate cu prevederile Titlului XII;

3) după efectuarea tuturor plăților datorate de participantul la PZU, OPEE anulează înregistrarea acestuia în Registrul de tranzacționare, informând participantul la PZU, OST și, după caz, responsabilul grupului de echilibrare care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru respectivul participant.

82. OPEE elaborează și consultă public procedura de retragere, revocare și suspendare de pe PZU și PPZ a participantului la PZU și PPZ și o aprobă după avizarea acesteia de către Agenție.

Secțiunea 4

Registrul de tranzacționare

83. OPEE întocmește și actualizează un registru de tranzacționare.

84. OPEE înregistrează participanții la PZU în registrul de tranzacționare. Acesta trebuie să conțină pentru fiecare participant la PZU, 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 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.

85. Fiecare participant la PZU și PPZ are dreptul să consulte informațiile din registrul de tranzacționare care îl privesc și să solicite corectarea oricărei inexactități.

Capitolul III

TRANSMITEREA OFERTELOR PE PZU

Secțiunea 1

Tipuri de oferte

86. Pentru un interval de tranzacționare participanții la PZU pot transmite un număr maxim de oferte de cumpărare sau oferte de vânzare a energiei electrice pe PZU, determinat conform cerințelor sistemului de tranzacționare.

87. Fiecare ofertă poate conține câteva perechi preț-cantitate. Numărul maxim de perechi preț cantitate este stabilit de OPEE, în dependență 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. Pentru un interval de tranzacționare un participant la PZU poate transmite doar oferte de cumpărare sau doar oferte de vânzare.

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

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 o (1) săptămână înainte de ziua de livrare corespunzătoare și numai în timpul orelor de tranzacționare.

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 Agenție.

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) cel puțin o pereche preț-cantitate, dar nu mai mult de numărul maxim de perechi preț-cantitate consecutive autorizat de sistemul de tranzacționare.

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. 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. Calculul prețurilor și cantităților se face separat pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare, luând în considerare numai ofertele validate corespunzătoare acestora.

111. OPEE determină PIP pentru PZU pe baza ofertelor primite, utilizând curbele ofertei și cererii pentru PZU stabilite conform prevederilor secțiunilor 2 și 3 din prezentul Capitol.

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

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 care au fost acceptate de OPEE pentru tranzacționare stabilesc o tranzacție fermă 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 de tranzacționare corespunzător unei zile de livrare specificat 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.

Secțiunea 2

Determinarea curbei ofertei și curbei cererii de energie electrică

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.

116. Curba ofertei de energiei electrice 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 validate este zero.

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 validate este zero.

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

Secțiunea 3

Determinarea prețului de închidere a PZU

120. Pentru stabilirea PIP, OPEE determină punctul (punctele) de intersecție dintre curba cererii de energie electrică și curba ofertei de energie electrică (Figura 1).

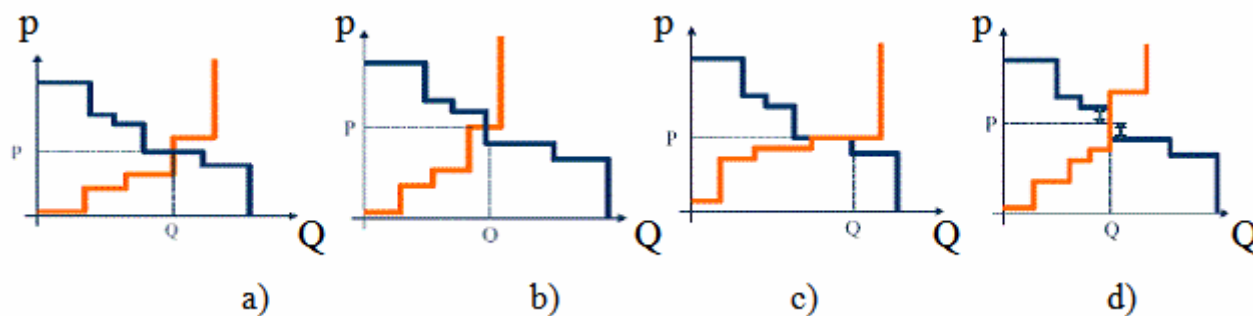


Figura 1. Stabilirea PIP

121. Punctul (punctele) de intersecție dintre curba cererii și curba ofertei de energie electrică reprezintă punctul de echilibru între ofertele agregate de vânzare și ofertele agregate de cumpărare a energiei electrice.

122. Dacă există un singur punct de intersecție (Figura 1, a), b)), sau dacă toate punctele de intersecție au același preț (Figura 1, c)), prețul corespunzător punctului de intersecție va deveni PIP.

123. Dacă există mai multe puncte de intersecție și diferitele puncte de intersecție au prețuri diferite la energia electrică (Figura 1, d)), PIP se determină astfel:

$$PIP = \frac{p_{max} + p_{min}}{2}$$

unde:

p_{max} – semnifică cel mai mare preț corespunzător punctelor de intersecție dintre curba cererii și curba ofertei de energie electrică;

p_{min} – cel mai mic preț corespunzător punctelor de intersecție dintre curba cererii și curba ofertei de energie electrică.

124. PIP este nedefinit în cazul în care curba cererii și curba ofertei nu se intersectează sau când, curba cererii și/sau curba ofertei de energie electrică au cantități agregate egale cu zero.

Secțiunea 4

Determinarea cantităților ofertei și cererii de energie electrică

125. Cantitatea ofertei de energie electrică (W_s) se calculează astfel :

$$W_s = \sum q_{s,c} ,$$

unde

$q_{s,c}$ reprezintă cantitățile de energie electrică corespunzătoare perechilor preț-cantitate din ofertele de vânzare al căror preț pentru energia electrică este mai mic sau egal cu PIP.

126. Cantitatea cererii de energie electrică (W_D) se calculează astfel :

$$W_D = \sum q_{d,c} ,$$

unde

$q_{d,c}$ reprezintă cantitățile de energie electrică corespunzătoare perechilor preț-cantitate din ofertele de cumpărare al căror preț pentru energia electrică este mai mare sau egal cu PIP.

Secțiunea 5

Acceptarea cantităților din oferte pentru tranzacționare

127. Pentru cazul în care PIP este nedefinit, nu vor fi acceptate pentru tranzacționare cantități din oferte. Pentru cazul în care PIP este definit:

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

Secțiunea 6

Măsuri speciale pentru cazul în care PIP este nedefinit

128. OPEE va executa a doua rundă de ofertare pe PZU pentru ziua de livrare în care închiderea PZU a condus la un PIP nedefinit pe unul sau mai multe intervale de tranzacționare corespunzătoare aceleiași zile de livrare.

129. OPEE informează participanții la PZU despre situația prevăzută la pct.128, indicând motivele acesteia fără să încalce confidențialitatea ofertelor individuale primite anterior.

130. OPEE va anunța fără întârziere amânarea orei de închidere a PZU și va da dreptul participanților la PZU să transmită oferte noi pentru ziua de livrare în cauză, până la o nouă oră de închidere a PZU. Ofertele transmise până la ora de închidere a PZU inițială vor fi considerate în continuare validate cu excepția cazului în care acestea au fost înlocuite cu alte oferte validate.

131. Ora de închidere a PZU decalată va fi stabilită după cel puțin 30 de minute din momentul când OPEE anunță această decalare, dar cu cel puțin două (2) ore înainte de ora de transmitere a programului.

132. Imediat după verificarea ofertelor care au fost transmise până la noua oră de închidere a PZU, OPEE recalculează prețurile și cantitățile de energie electrică pentru ziua de livrare, în conformitate cu prevederile din prezentul Capitol.

133. În cazul în care OPEE nu a primit nici o ofertă de vânzare și/sau de cumpărare până la noua oră de închidere a PZU, sau în cazul în care PIP este în continuare nedefinit, OPEE informează imediat participanții la PZU, OST și Agenția că nu este posibilă închiderea pieței. În acest caz PIP rămâne nedefinit doar pentru intervalele în care acesta nu a putut fi calculat, iar pentru restul intervalelor se consideră definit.

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.

136. În cazul în care OPEE identifică o eroare în procesul de închidere a pieței sau în cazul în care decide să anuleze o ofertă sau tranzacție în conformitate cu prevederile pct.138, OPEE poate relua procesul de închidere a pieței conform prevederilor Capitolului IV și poate transmite confirmări de tranzacție corectate, dar nu mai târziu de termenul precizat la pct.134.

137. În termen de trei ore după ora de închidere a PZU, OPEE transmite OST rezultatul tranzacțiilor încheiate pe PZU cu specificarea poziției nete contractuale a fiecărui participant, obținută în urma tranzacțiilor pe PZU.

138. Pentru a asigura funcționarea PZU în condiții de eficiență, concurență și transparență OPEE anulează o ofertă și/sau o tranzacție în următoarele cazuri:

- 1) la apariția unei erori tehnice în sistemul de tranzacționare, care poate periclita asigurarea funcționării PZU;
- 2) la constatarea unei erori evidente la introducerea prețului unei oferte în sistemul de tranzacționare (eroare de introducere), care poate influența rezultatele tranzacțiilor unui participant la PZU.

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 30 de minute după limita de timp prevăzută la pct.134.

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 30 de minute după limita de timp prevăzută la pct.140.

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

144. OPEE va fi responsabil pentru orice cost direct indus ca urmare a faptului că participantul la PZU și-a îndeplinit obligațiile rezultate din tranzacțiile contestate.

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

CORELAREA PZU CU ALTE PIEȚE ORGANIZATE ȘI RESPONSABILITATEA OPEE

Secțiunea 1

Corelarea activităților participanților pieței energiei electrice pe PZU cu activitățile pe celelalte piețe organizate de energie electrică

146. În scopul asigurării funcționării piețelor organizate de energie electrică și a securității aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor finali este necesară corelarea informațiilor ce țin de tranzacțiile realizate de participanții pieței energiei electrice în cadrul fiecărei piețe organizate de energie electrică.

147. OST este obligat să transmită OPEE cel puțin informațiile privind rezervele de reglaj contractate conform Titlului VII, specificate pentru fiecare unitate de producere contractată și perioadă de timp.

148. OST este obligat să transmită OPEE cel puțin informațiile privind participanții la piața care dețin drepturi de transmisie a energiei electrice dobândite în urma procedurii de alocare a capacității interconexiunilor, specificate pe perioadă, perioadă de produs, capacitate și direcție de livrare, precum și capacitățile disponibile a interconexiunilor transfrontaliere, care pot fi utilizate pentru alocarea implicită.

149. OST transmite informațiile specificate la pct.147 și 148 aferente zilei de livrare până la orele 10-00 a zilei D-1.

150. OPEE utilizează informațiile prezentate de OST conform prezentei secțiuni și notificările participanților pieței energiei electrice transmise conform Titlului II pentru identificarea prețurilor de tranzacționare a energiei electrice pe piața angro de energie electrică și completarea raporturilor, precum și pentru alocarea implicită a capacității interconexiunilor transfrontaliere.

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

155. 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 răspunzător față de un participant la PZU pentru nici o pierdere sau pagubă, inclusiv toate daunele directe sau indirecte, consecințe, pierderea oricărui profituri sau întârzieri.

156. 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 intenționată.

157. 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 terților.

158. OPEE nu este responsabil pentru daunele suferite de un participant la PZU ca urmare a unor probleme tehnice sau ca urmare a imposibilității parțiale sau complete de a folosi sistemul de tranzacționare al OPEE, 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.

159. OPEE nu este răspunzător 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 de echilibrare, sau în caz de întreruperi în transferul de date.

160. OPEE nu este răspunzător pentru cazurile de daune care s-ar fi putut produce, pentru daune directe, 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, a sistemelor băncii 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.

161. OPEE nu este responsabil pentru furnizarea și preluarea de cantități de energie electrică care sunt rezultatul tranzacțiilor, reglementate de prezentele Reguli.

162. 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.

163. OPEE nu este răspunzător 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.

164. OPEE este răspunzător în caz de intenție și neglijență.

TITLUL IV REGULILE PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ PE PARCURSUL ZILEI

Capitolul I SCOP

165. Prezenta 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. Prezenta 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.

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.

170. 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.

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

172. Înregistrarea participanților la PPZ se face la solicitarea acestora adresată OPEE, realizată în condițiile prevăzute în Capitolul II Titlul III. Un participant la PPZ se poate retrage din proprie inițiativă de pe PPZ.

173. OPEE suspendă înregistrarea unui participant la PPZ în oricare dintre următoarele cazuri:

1) dacă participantul la PPZ nu mai îndeplinește una sau mai multe dintre condițiile necesare pentru înregistrarea ca participant la PPZ:

2) dacă participantul la PPZ nu respectă repetat contractul de participare la PPZ.

174. OPEE dispune suspendarea unui participant la PPZ odată cu constatarea oricărei dintre condițiile stipulate la pct.173 subpct.1), pentru o perioadă care să nu depășească șase luni, transmitând participantului la PPZ în cauză, OST și Agenției o notificare cu specificarea motivelor suspendării și a datei intrării în vigoare a acesteia.

175. OPEE revocă înregistrarea unui participant la PPZ, 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 sa în decursul perioadei specificate de OPEE conform prevederilor pct.174.

176. Suspendarea, retragerea sau revocarea înregistrării unui participant la PPZ este realizată conform procedurii de retragere, revocare și suspendare de pe PZU și PPZ a participantului la PZU și PPZ, elaborată de OPEE conform pct.82.

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.

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 tranzacționate pe PPZ.

Capitolul III

TRANZACȚIONAREA

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 este definită pentru un singur produs standard.

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

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

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 o oră înainte de începutul intervalului de tranzacționare respectiv al zilei de livrare.

191. Prin derogare de la prevederile pct.190, în fiecare marți între orele 20-00 și 23-00 se alocă un interval de timp pentru desfășurarea procesului de mentenanță a sistemului de tranzacționare. În acest interval de timp nu se pot introduce oferte și nu se pot încheia tranzacții, iar sesiunile de tranzacționare al căror termen final se găsesc în acest interval se încheie până la începutul acestuia.

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 garanțiilor financiare depuse.

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 de răspuns la oferta de sens contrar existentă 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.

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

Capitolul IV VALIDAREA TRANZACȚIILOR

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

1) să depună contractul de mandat de debitare directă la OPEE, înainte de ziua de tranzacționare în care dorește să introducă oferte de cumpărare;

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.

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 calculată 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. Sistemul de tranzacționare exclude posibilitatea corelării tranzacțiilor de sens opus depuse de același participant la PPZ.

200. După încheierea sesiunilor de tranzacționare aferente unei zile, 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.

201. Încasările/plățile aferente valorilor nete ale drepturilor de încasare/obligațiilor de plată pentru tranzacțiile încheiate zilnic pe PPZ se 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 atât tranzacții de vânzare pe PPZ, cât și tranzacții de cumpărare pe PPZ drepturile sale de încasare, respectiv obligațiile sale de plată față de OPEE, comunicate prin facturi reciproce, sunt supuse mecanismului de compensare a acestora, conform prevederilor legale aplicabile.

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 transmite OST rezultatul tranzacțiilor încheiate pe PPZ cu specificarea poziției nete contractuale a fiecărui participant la PPZ, obținută în urma tranzacțiilor pe PPZ pentru fiecare interval de tranzacționare cu 45 de minute înainte de începerea intervalului respectiv.

207. Rezultatele finale ale tranzacțiilor realizate pe PPZ se transmit de către OPEE participanților în scopul decontării până la orele 13-00 ale zilei ulterioare zilei de livrare.

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 timp real cele mai bune 10 oferte de cumpărare și cele mai bune 10 oferte de vânzare. Tranzacțiile încheiate pe PPZ, caracterizate prin preț, cantitate, activitatea participantului la PPZ și calitatea acestuia (vânzător sau cumpărător), sunt publicate pe pagina web a OPEE în maximum 24 de ore de la încheierea lor.

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.

212. Situațiile de urgență care au dus la întreruperea unor sesiuni de tranzacționare, precum și motivarea acestora se publică de către OPEE pe pagina web oficială.

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

216. La încheierea tranzacției pe PPZ, un participant PPZ poate depune o contestație privind tranzacția. Motivele unei contestații pot fi:

- 1) o eroare pretinsă în sistemul de tranzacționare;
- 2) o eroare de introducere a valorilor din partea unui reprezentant comercial.

217. Contestația este depusă prin introducerea unei solicitări prin intermediul sistemului de tranzacționare.

218. Contestația poate fi depusă numai până la 15 minute înainte de închiderea sesiunii de tranzacționare, după această perioadă contestația nu este înregistrată, tranzacția devenind obligatorie. Participantul care depune contestația este obligat să informeze imediat OPEE prin mijloace adecvate, altfel decât prin intermediul sistemului de tranzacționare, despre faptul că contestația a fost depusă.

219. În termen de 10 minute de la înregistrarea contestației OPEE emite o decizie privind contestația depusă după cum urmează:

1) în cazul în care se constată contestația drept fondată, tranzacția este anulată, limita comercială este ajustată în consecință și toate părțile din tranzacție sunt informate imediat despre contestația acceptată la tranzacție de către sistemul de tranzacționare;

2) în caz de respingere a contestației, tranzacția rămâne în sistemul de tranzacționare, toate părțile din tranzacție sunt informate imediat de aceasta de către sistemul de tranzacționare.

220. OPEE are dreptul la rambursarea financiară a costurilor aferente contestației la tranzacție datorată erorii de tranzacționare.

Capitolul IX

LIMITAREA RESPONSABILITĂȚII

221. Cu excepția cazurilor în care prezentele Reguli, legile aplicabile sau acordul specific stipulează diferit, OPEE nu va fi în niciun caz răspunzător față un participant PPZ pentru nici o pierdere sau pagubă, inclusiv toate daunele directe sau indirecte, consecințe, pierderea oricăror profituri sau întârzieri.

222. 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.

223. 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.

224. OPEE nu este responsabil pentru daunele suferite de un participant la 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 PPZ.

225. OPEE nu este răspunzător 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.

226. OPEE nu este răspunzător 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 PPZ.

227. În nici un caz, OPEE nu este responsabil pentru furnizarea și preluarea de cantități de electricitate care sunt rezultatul tranzacțiilor, reglementate de prezentele Reguli.

228. 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.

229. OPEE nu este răspunzător 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.

230. OPEE este răspunzător în caz de intenție și neglijență.

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.

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 transmite de asemenea la OST câte o notificare fizică privind pozițiile nete ale participanților la PZU și PPZ.

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 contractele încheiate cu agenți economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar.

[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;

6) schimburile de energie electrică dintre OPEE și o altă parte responsabilă de echilibrare în zonele de tranzacționare de frontieră, separat pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră;

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.

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.

241. Numai OPEE poate transmite notificările fizice pentru schimburile de energie electrică între zona națională de tranzacționare și o zonă de tranzacționare de frontieră, ca urmare a alocării prin licitații implicite a capacităților de interconexiune. Cantitățile declarate în respectiva notificare fizică nu vor depăși cantitatea totală de energie electrică achiziționată sau vândută în acea zonă de tranzacționare de frontieră prin licitații implicite.

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 Codul rețelelor electrice. 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.

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 ale participantului la piața de energie electrică și sunt utilizate pentru determinarea poziției nete contractuale a PRE în procesul de determinare a dezechilibrelor.

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 de echilibrare în vederea asigurării, prin conducerea operativă, a siguranței funcționării SE, stabilității frecvenței și tensiunii, continuității în alimentarea consumatorilor, coordonării schimburilor de energie electrică cu alți OST și soluționarea congestiilor interne din SE prin utilizarea mecanismelor de piață.

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 prevederile Codului rețelelor electrice.

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 Codului rețelelor electrice, indiferent dacă acestea au fost declarate ca fiind disponibile sau nu.

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 Codului rețelelor electrice și a Acordurilor de cooperare semnate cu operatorii de sistem din țările vecine.

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, prin încadrarea în excepțiile specificate în Codul rețelelor electrice, a unor notificări fizice în dezechilibru,

OST utilizează ofertele fixe și ofertele zilnice validate pe PEE pentru compensarea acestor dezechilibre.

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 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 de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau procesului de restabilire automată a frecvenței.

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 Codului 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.

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.

278. Participantul la piața de energie electrică care exploatează unități de producere sau un loc de consum dispecerizabil a cărui înregistrare ca participant la PEE este revocată conform prevederilor secțiunii 3 este în continuare obligat să își asume obligațiile de participant la PEE și să îndeplinească dispozițiile OST, fără a avea dreptul să primească niciun fel de plată pe PEE. În cazul în care înregistrarea ca participant la PEE a participantului la piață este revocată, iar acesta nu îndeplinește dispozițiile de dispecer, OST, cu avizarea Agenției, poate rezoluciona contractul de echilibrare semnat cu participantul la piața de energie electrică.

Secțiunea 2 Înregistrarea

279. Pentru a se înscrie ca participant 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 va cuprinde 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.

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 unui participant la PEE odată cu constatarea oricărei dintre condițiile stipulate la pct.283 subpct.1), pentru o perioadă care să nu depășească șase luni, transmitând o notificare, cu specificarea motivelor suspendării și a datei intrării în vigoare a acesteia, participantului la PEE în cauză și Agenției.

285. OST revocă înregistrarea unui participant la PEE, transmitând 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 sa în decursul perioadei specificate de OST conform prevederilor pct.283.

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 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 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 corectarea oricărei inexactități constatate.

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 proceduri 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 pentru care disponibilitatea sursei primare de energie nu poate fi asigurată în mod activ, clasificate astfel conform Codului rețelilor electrice, puterea disponibilă în cadrul PEE va fi cel puțin egală cu valoarea indicată în notificarea fizică.

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) media 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 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.

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 Codului rețelelor electrice.

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 restabilire 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 conform prevederilor Codului rețelelor electrice, 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 care a fost deja considerată ca parte a energiei disponibile pentru echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire automată a frecvenței;

- 5) în cazul procesului de înlocuire a rezervelor, de energia care a fost deja considerată ca parte a energiei 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 de echilibrare determinată în baza notificărilor fizice și declarațiilor de disponibilitate pe întreg intervalul solicitat.

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 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 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.

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 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 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.

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 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.

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 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.

356. OST stabilește ordinea de merit pentru energia 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, sortate în ordine crescătoare a prețurilor, începând cu perechea preț-cantitate cu cel mai mic preț și continuând până la perechea preț-cantitate cu cel mai mare preț ofertat.

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 de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței că:

1) ordinea de merit conține numai perechile preț-cantitate pentru energie 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 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 minimul 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;

359. OST va selecta perechi preț-cantitate din ordinea de merit pentru furnizarea energiei 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 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 de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere, respectiv mai mare în cazul energiei 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 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 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 de echilibrare pentru intervalul solicitat.

9) pentru energia 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 ofertată 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 ofertată 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 ofertate corespunzătoare perechii preț-cantitate cu cel mai mic preț necesară pentru acoperirea necesarului de energie 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 de echilibrare disponibilă rezultată din ordinea de merit.

361. OST poate să se abată de la ordinea de merit și să selecteze energia 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 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 de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere/reducere de putere;
- 2) cantitatea de energie 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 rețelilor 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 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 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 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 consumului 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 consumatorilor dispecerizabili 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 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 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 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 de echilibrare pentru intervalul solicitat;

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

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

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 consumatorului 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).

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 (o-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 Codului rețelelor electrice și Regulamentului privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic. Dispozițiile de dispecer se înregistrează de către OST.

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:

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

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 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.

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 Codului rețelelor electrice.

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 Codul 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.

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 Codului rețelelor electrice. Rezerva pentru stabilizarea frecvenței este distribuită proporțional puterii instalate a unităților de producere care pot participa în procesul de stabilizare a frecvenței.

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, în termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentelor Reguli, OST de comun acord cu potențialii prestatori ai serviciilor de sistem aprobă programul de testare a unităților de producere.

418. Programul de testare a unităților de producere se aprobă doar după avizarea acestuia de către Agenție.

419. La finalizarea programului de testare a unităților de producere, OST, în termen de trei luni transmite Agenției un raport detaliat privind rezultatele testării unităților de producere.

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

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 Codul rețelelor electrice.

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 Codului rețelelor electrice.

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 Codului rețelelor electrice.

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 Codului rețelelor electrice.

434. Furnizorii de servicii de sistem au obligația să ofere energie 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 agregate pentru unități de producere sau consumatori dispecerizabili care sunt repartizate aceleași părți responsabile de echilibrare conform prevederilor Titlului VIII. Astfel de reguli și proceduri nu vor face discriminări între unitățile de producere sau consumatorii dispecerizabili.

437. Toți furnizorii de servicii de sistem calificați sunt obligați să transmită oferte la licitațiile organizate de OST, pentru toată cantitatea disponibilă sau stabilită în procesul de calificare.

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 oferate.

440. În cazul în care OST stabilește că prețurile 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 apare 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.

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 despecerizare 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.

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 suport relevantă semnată de reprezentantul autorizat al participantului la piața de energie electrică.

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.

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 către operatorul pieței și toți operatorii sistemelor de distribuție;

3) să deruleze procedurile de anulare a înregistrării respectivei PRE în registrul pentru evidența PRE;

4) să transmită o notă informativă participanților la piața angro de energie electrică.

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 toți participanții 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.

483. Participantul la piața de energie electrică care dorește să-și transfere responsabilitatea pentru echilibrare, numit în această secțiune "parte transferantă" și acea PRE care dorește să-și asume responsabilitatea echilibrării pentru el, numită în această "PRE solicitantă", trebuie să transmită la OST, individual, câte o solicitare de transfer scrisă.

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. Procedura respectivă este aprobată de către OST după avizarea acesteia de către Agenție.

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.

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.

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.

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 și operatorilor sistemelor de distribuție informațiile conținute în registrul pentru evidența PRE.

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 locul 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. Reguliile 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 tari.

508. OST este responsabil de stabilirea standardului de codificare pentru evidența punctelor de măsurare în scopuri comerciale.

509. Reguliile 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 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 de energie electrică;

- valoarea măsurată validată pentru punctele de măsurare în care respectivul OS măsoară energia livrată de unitatea de producere, respectiv consumatorul 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.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]

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 OS calculează pentru teritoriul specificat în licență pentru fiecare interval de dispecerizare producția agregată, respectiv consumul agregat corespunzător fiecărei centrale electrice și consumul agregat corespunzător fiecărui participant la piața și fiecărei părți responsabile de echilibrare/grup de echilibrare, respectând termenele limită din secțiunile 7-9.

[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 ale consumatorilor al căror consum de energie electrică este asigurat de respectivul furnizor.

[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 unităților de producere pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

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.532¹ 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 electrice 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

$c(f)_i$ reprezintă cota procentuală a energiei electrice livrate la locurile de consum fără înregistrare pe interval atribuite participantului j la piața de energie electrică;

$WE(f)_i$ – consumul agregat de energie electrică fără înregistrare pe interval atribuit lunii de livrare la nivelul fiecărui participant j la piața de energie electrică;

$\sum_j WE(f)_i$ – 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/grup 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.

563. OST verifică și soluționează contestația primită în termen de două zile lucrătoare de la data primirii acesteia.

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/grup de echilibrare.

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 RNC 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 5.

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 producție în SE;
- 2) consumul net, care este energia electrică pe care un consumator o preia din SE;
- 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.

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 de energie electrică pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării,
- 2) consumul net agregat al consumatorilor de energie electrică pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

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, energia totală livrată sau primită pe parcursul unui interval de dispecerizare este considerată ca fiind livrată constant pe parcursul respectivului interval de dispecerizare.

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 stabilite în Codul rețelelor electrice, și în condițiile tranzacțiilor în care respectiva parte le-a încheiat pe PEE. OST elaborează, în conformitate cu Codul 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.

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 Codul rețelelor electrice .

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 producție și locurilor de consum pentru care respectiva PRE/grup de echilibrare și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

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 de energie electrică programat și validat al unei PRE/grup de echilibrare;

Ex_{real} – exportul declarat 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.

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 prioritară dispecerizabilă și nedispecerizabilă.

605. În scopul determinării cantității de energie electrică produsă de centralele electrice de termoficare urbane în regim de cogenerare de energia electrică produsă de centralele electrice de termoficare urbane în regim de condensare, pentru fiecare unitate de producere, producătorul transmite OST producția orară a agentului termic. Algoritmul de calcul a energiei electrice corespunzătoare regimului de condensare și regimului de cogenerare este stabilit în prealabil în comun de către OST și producător în baza parametrilor tehnici ai instalațiilor de producere respective.

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 prioritară producătorul eligibil prezintă OST informația privind adresa și tipul unității de producere, parametrii tehnici.

607. OST înregistrează unitățile de producere care sunt în drept să beneficieze de dispecerizare prioritară și prezintă informația respectivă Agenției, OPEE, FCEE și OS la rețeaua electrică a căruia este racordată unitatea de producere respectivă.

608. OST ține actualizat un registru al tuturor unităților de producere calificate pentru dispecerizare prioritară.

Capitolul III

PROCURAREA ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DE UNITĂȚILE DE PRODUCERE CU PRODUCȚIE PRIORITARĂ

Secțiunea 1

Procurarea energiei electrice produse de unitățile de producere cu producție prioritară până la crearea PZU

609. Până la crearea PZU în condițiile stabilite de Legea cu privire la energie electrică, producătorii care dețin unități de producere a energiei 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.

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. 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.

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 de pe piața cu amănuntul își schimbă furnizorul pe parcursul lunii, FCEE actualizează cotele lunare de repartizare în dependență de cantitățile de energie electrică consumate de către consumatorii 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 de la locurile de consum pentru care s-a solicitat schimbarea furnizorului de energie electrică în ultimele 12 luni.

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/tarif fix este mai mare decât prețul PZU, producătorul va primi diferența de venit de la FCEE, iar dacă prețul/tarif 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/tarif 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 unul sau mai multe conturi bancare la una sau mai multe bănci 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.

636. OPEE deschide unul sau mai multe conturi bancare la una sau mai multe bănci 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.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 în Legea 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.

642. Nivelul garanției depusă 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) contravaloarea totală a ofertelor pe care un participant la PZU le poate transmite pe PZU în conformitate cu prevederile Titlului III;
- 2) contravaloarea totală a ofertelor 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.

643. OPEE include 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.

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 calculele 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 corespunzătoare tranzacției 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.

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 corespunzătoare tranzacției 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.

648. OPEE determină obligațiile de plată finale, adăugând, după caz, la valorile precizate la pct.646 și 647, orice taxă aplicabilă precum și tariful corespunzător OPEE.

Secțiunea 2

Calcululele pentru decontarea zilnică pe PPZ

649. OPEE efectuează calculele pentru decontarea zilnică pe PPZ, în fiecare zi ulterioară zilei de tranzacționare.

650. PEE 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 corespunzătoare tranzacției 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 utilizând sistemul de tranzacționare.

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:

$$P_{operPPZ} = \sum_{t \in T_{cPPZ}(k, d)} p(t) \times q(t),$$

unde:

$p(t), q(t)$ reprezintă prețul, respectiv cantitatea de energie electrică corespunzătoare tranzacției 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 utilizând sistemul de tranzacționare.

652. OPEE determină obligațiile de plată finale, adăugând, după caz, la valorile precizate la pct.650 și 651, orice taxă aplicabilă precum și tariful corespunzător OPEE.

Secțiunea 3

Decontare și plată pe PZU și PPZ

653. În fiecare zi de livrare OPEE întocmește și prezintă participantului la PZU zilnic o notă de decontare, ce cuprinde cel puțin următoarele date:

1) cantitățile și prețurile orare aferente tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice, cu livrare în ziua de livrare, ale participantului la PZU;

2) cantitatea totală de energie electrică cumpărată de către participantul la PZU și valoarea $P_{partPZU}$;

3) cantitățile și prețurile orare aferente tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice, cu livrare în ziua d , ale participantului la PZU;

4) cantitatea totală de energie electrică vândută de participantul la PZU și valoarea $P_{operPZU}$ determinată conform prevederilor pct.647;

5) valorile obligațiilor de plată finale către participantul la PZU, respectiv ale acestuia către OPEE, după caz, cu precizarea distinctă a taxelor aplicate și a tarifului corespunzător OPEE;

6) informații cu privire la orice tranzacție inclusă în nota de decontare zilnică și care a fost contestată de respectivul participant la PZU conform prevederilor Capitolului V din Titlul III.

654. În fiecare zi ulterioară zilei de livrare OPEE întocmește și prezintă participantului la PPZ o notă de decontare pentru ziua de tranzacționare anterioară, ce cuprinde cel puțin următoarele date:

1) cantitățile și prețurile orare aferente tranzacțiilor de cumpărare a energiei electrice, cu livrare în ziua de livrare, ale participantului la PPZ;

2) cantitatea totală de energie electrică cumpărată de către participantul la PPZ și valoarea $P_{partPPZ}$;

3) cantitățile și prețurile orare aferente tranzacțiilor de vânzare a energiei electrice, cu livrare în ziua d , ale participantului la PPZ;

4) cantitatea totală de energie electrică vândută de participantul la PPZ și valoarea $P_{operPPZ}$;

5) valorile obligațiilor de plată finale către participantul la PPZ, respectiv ale acestuia către OPEE, după caz, cu precizarea distinctă a taxelor aplicate și a tarifului corespunzător OPEE;

6) informații cu privire la orice tranzacție inclusă în nota de decontare zilnică și care a fost contestată de respectivul participant.

655. OPEE, pe baza notelor de decontare zilnice, emite facturi către fiecare participant la PZU și PPZ pentru obligațiile de plată ale participantului la PZU și PPZ corespunzător, pentru ziua de livrare corespunzătoare.

656. Fiecare participant la PZU și PPZ, pe baza notelor de decontare zilnice, emite facturi pentru obligațiile de plată finale ale OPEE, pentru ziua de livrare corespunzătoare.

657. Facturile sunt emise și sunt achitate în termenele prevăzute în contractul de participare la PZU și PPZ. Plățile se consideră efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate din contul de decontare.

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 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.

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 $P_{aFRR,C}(t,d,i)$ 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 ;

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 :

$$\begin{aligned} P_{aFRR,C}(t,d,i) &= P_{aFRR,R,livrat}(t,d,i) - P_{aFRR,R,min}(t) \\ P_{aFRR,R,min}(t) &= \frac{1}{2} \times f \times p(t) \times q_b(t) \\ P_{aFRR,R,livrat}(t,d,i) &= p(t) \times q_{livrat}(d,i) \end{aligned}$$

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:

$T_{mFRR,C}(d,i)$ 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:

$T_{RR,C}(d,i)$ reprezintă toate tranzacțiile t încheiate de către participantul la PEE pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor pentru 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 .

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:

$T_{RR,R}(d,i)$ 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 $P_{porn}(t)$ 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:

$$Pen_{FRR,C}(d,i) = (\sum_{t \in T_{FRR,C}(d,i)} q(t) - q_{FRR,C,livrat}(d,i)) \times pen_{FRR,C}(d,i)$$

$$pen_{FRR,C}(d,i) = PF_{FRR,C} \times \{Max\{p(k,d,i) \quad \forall k \in T_{FRR,C,total}(d,i)\} - p_{min}(T_{FRR,C}(d,i))\},$$

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 de livrare 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:

$$Pen_{FRR,R}(d,i) = \left(\sum_{t \in T_{FRR,R}(d,i)} q(t) - q_{FRR,R,livrat}(d,i) \right) \times pen_{FRR,R}(d,i),$$

$$pen_{FRR,R}(d,i) = PF_{FRR,R} \times \{ \text{Max}\{p(k,d,i) \mid \forall k \in T_{FRR,R,total}(d,i)\} - p_{min}(T_{FRR,R}(d,i)) \},$$

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 sau consumului 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.

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;

$P_{SN}(d,t)$ – 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 creștere de putere pe fiecare interval de dispecerizare al lunii de livrare astfel:

$$R_C(i) = \frac{\sum_{t \in T_{aFRR,C}} P_{aFRR,C}(t, d, i)}{N} + \sum_{t \in T_{mFRR,C}(i)} \left(\left[S_{mFRR,C}(t) \right] \times P_{mFRR,C}(t, d, i) \right) + \sum_{t \in T_{RR,C}(i)} \left(\left[S_{RR,C}(t) \right] \times P_{RR,C}(t, d, i) \right) + P_{SN}(d, i)$$

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;

$P_{SN}(d,t)$ – 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:

$$\begin{aligned}
 R_{cong} = & \sum_{t \in T_{mFRR,C}} \left((1 - S_{mFRR,C}(t)) \times P_{mFRR,C}(t, d, i) \right) \\
 & + \sum_{t \in T_{RR,C}} \left((1 - S_{RR,C}(t)) \times P_{RR,C}(t, d, i) \right) \\
 & - \sum_{t \in T_{mFRR,R}} \left((1 - S_{mFRR,R}(t)) \times P_{mFRR,R}(t, d, i) \right) \\
 & - \sum_{t \in T_{RR,R}} \left((1 - S_{RR,R}(t)) \times P_{RR,R}(t, d, i) \right)
 \end{aligned}$$

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;

$T_{RR,C}$ și $T_{RR,R}$ 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 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 echilibrarea

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) prețului 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 de echilibrare, la creștere de putere, atribuite echilibrării sistemului, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei:

$$P_{DEF}(i) = \text{Max}\{f_{i,def} \times PIP(i); \frac{R_C(i)}{\sum_{t \in S_{mFRR,C}(i)} q_{livrat}(t,i) + \sum_{t \in S_{RR,C}(i)} q_{livrat}(t,i)}\};$$

unde:

$f_{i,def}$ reprezintă un factor pentru dezechilibrele negative ale PRE/grup de echilibrare ($f_{i,def} \geq 1$) stabilit de către Agenție;

$PIP(i)$ – prețul de închidere a PZU pentru zona națională de tranzacționare aplicabil intervalului de dispecerizare respectiv;

$R_C(i)$ – costul pentru echilibrarea sistemului la creștere de putere în intervalul de dispecerizare i , determinat conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V;

$q_{livrat}(t,i)$ – cantitatea de energie electrică de echilibrare livrată ca urmare a tranzacției t , în intervalul de dispecerizare i ;

$S_{mFRR,C}(i)$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare i ;

$S_{RR,C}(i)$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuire a rezervelor de creștere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare i .

2) În cazul în care pentru intervalul de dispecerizare i , nu a fost dispusă livrarea energiei de echilibrare, la creștere de putere, atribuite echilibrării sistemului, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei prețul pentru deficit de energie electrică:

$$P_{DEF}(i) = f_{i,def} \times PIP(i).$$

691. Prețul pentru excedent de energie electrică $E_{EX}(i)$ 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 de echilibrare, la reducere de putere, atribuite echilibrării sistemului, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei:

$$P_{EX}(i) = \text{Min}\{f_{i,sur} \times PIP(i) \frac{R_R(i)}{\sum_{t \in S_{mFRR,R}(i)} q_{livrat}(t,i) + \sum_{t \in S_{RR,R}(i)} q_{livrat}(t,i)}\}$$

unde:

$f_{i,sur}$ reprezintă un factor pentru dezechilibrele pozitive ale PRE/grup de echilibrare ($f_{i,sur} \leq 1$) stabilit de către Agenție;

$PIP(i)$ – prețul de închidere a PZU pentru zona națională de tranzacționare aplicabil intervalului de dispecerizare respectiv;

$R_R(i)$ – venitul pentru echilibrarea sistemului la reducere de putere în intervalul de dispecerizare i , determinat conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul V;

$q_{livrat}(t,i)$ – cantitatea de energie de echilibrare livrată ca urmare a tranzacției t , în intervalul de dispecerizare i ;

$S_{mFRR,R}(i)$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare i ;

$S_{RR,R}(i)$ – toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și procesului de înlocuire a rezervelor de reducere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare i .

2) În cazul în care pentru intervalul de dispecerizare i , nu a fost dispusă livrarea energiei de echilibrare, la reducere de putere, atribuite echilibrării sistemului, corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței și/sau de înlocuire a rezervei, prețul pentru deficit de energie electrică:

$$P_{EX}(i) = f_{i,sur} \times PIP(i)$$

692. Factorii de dezechilibru $f_{i,def}$ și $f_{i,sur}$ se stabilesc printr-o hotărâre a Agenției care se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, ca valori distincte pentru următoarele cazuri:

- 1) OST a activat energie electrică de echilibrare pentru creștere de putere ($q_C > q_R$);
- 2) OST a activat energie electrică de echilibrare pentru reducere de putere ($q_C < q_R$);
- 3) OST nu a activat energie electrică de echilibrare ($q_C = q_R$ sau $q_C = 0$ și $q_R = 0$).

[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 încasare 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 încasare 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 încasare 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 acestora 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 încasare 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(ilor) 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 lucrătoare de la data înregistrării lor la cumpărător. Plățile se vor considera efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate din/în contul bancar al OST.

Capitolul VII

DECONTAREA SERVICIILOR DE SISTEM ȘI CHELTUIELILOR CU COMPENSAREA FLUXURILOR TEHNOLOGICE DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN REȚELELE ELECTRICE

Secțiunea 1

Calcule 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 de servicii de sistem care trebuie pusă la dispoziție 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.

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 și transmite o notă de decontare lunară fiecărei PRE care și-a asumat responsabilitatea

echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică în termen de trei zile lucrătoare de la primirea valorilor măsurate de la OSD.

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 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 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 care este reținută de către OST. Valoarea rămasă q din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului este numită "valoare suplimentară" și este alocată tuturor PRE care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică. Aceasta se calculează după cum urmează:

$$q = RP \times (1 - q_{OTS})$$

unde:

RP reprezintă 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 trebuie reținută de către OST.

707. Costul sau venitul suplimentar $P_{sup}(j)$ provenit din echilibrarea sistemului care revine fiecărei PRE j care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatori de energie electrică se calculează după cum urmează:

$$P_{sup}(j) = \frac{q \times C_{tot}(j)}{\sum_{j=1}^J C_{tot}(j)}$$

unde:

q reprezintă valoarea suplimentară calculată conform prevederilor pct.706;

J – toate PRE-urile care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică;

$C_{tot}(j)$ – consumul total al PRE j care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică, determinat conform prevederilor Titlului XI.

708. După calculul $P_{sup}(j)$, OST calculează costul sau venitul suplimentar final, prin adăugarea, după caz, a taxelor aferente la valoarea de la pct.707. Dreptul de încasare al OST este egal cu costul suplimentar final, iar dreptul de încasare a PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică este egal cu venitul suplimentar final.

709. OST emite o factură către fiecare PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică pentru dreptul său de încasare, calculat conform prevederilor prezentei secțiuni, în ziua lucrătoare în care a transmis fiecărei PRE notificarea prevăzută la pct.702.

710. Fiecare PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică 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 sau/și 3 din Capitolul X și că factura poate fi emisă.

711. Facturile se achită în termen de șapte (7) zile lucrătoare de la data înregistrării lor la cumpărător. Plățile se consideră efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate în contul bancar al OST.

Capitolul IX

PLĂȚI ȘI SITUAȚII DE NEÎNDEPLINIRE A OBLIGAȚIILOR

Secțiunea 1

Plata facturilor care fac obiectul unor diferențe

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 anonimizată.

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 producție 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 producție 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 producție 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 interfață cu alte sisteme electroenergetice sau pentru interconexiune separat, după caz;

k) capacitățile disponibile de interconexiune pentru ziua următoare, pe ore, rezultate după desfășurarea licitațiilor explicate;

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 serviciilor 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.

[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;
- 3) cantitățile de energie electrică tranzacționate de către unitățile cu producere prioritară;
- 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 tranzacționată de fiecare participant la piața angro de energie electrică în cadrul fiecărei piețe organizate (piața contractelor bilaterale, PZU, PPZ);
- 8) de câte ori energia electrică a fost tranzacționată înainte de livrare;
- 9) statistica tranzacțiilor și cantităților de energie electrică tranzacționate pe fiecare interval de tranzacționare;

10) diferența dintre prețul oferit de un participant și prețurile oferite pe PZU;
11) alți indicatori de monitorizare stabiliți de Agenție în scopul identificării poziției dominante a unui participant.

740. Indicatorii privind funcționarea pieței stabiliți la pct.739 sunt publicați de către OPEE pe pagina web oficială pentru fiecare interval de tranzacționare al zilei de livrare. Rapoartele privind PZU și PPZ trebuie actualizate ori de câte ori informațiile se modifică.

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;

2) numărul total al tranzacțiilor încheiate pe fiecare piață organizată gestionată de OPEE;

3) curbele agregate ale cererii și ofertei pentru fiecare oră;

4) prețurile de închidere a pieței și cantitățile de energie electrică agregate tranzacționate în fiecare sesiune pe piețele administrate de aceștia, separat pe tipuri de produse, în ziua de tranzacționare;

5) PIP și cantitatea tranzacționată în fiecare oră.

742. În termen de 10 zile lucrătoare după încheierea fiecărei luni OPEE transmite Agenției un raport lunar privind activitatea participanților la piața de energie electrică pe parcursul lunii care s-a încheiat.

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. Raportului lunar anonimizat este publicat pe pagina web oficială a OPEE.

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.

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 remedierea 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 acestora 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 Sanctionarea 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 de închidere a pieței zilei următoare din Ucraina. În scopul exprimării prețului de închidere a pieței zilei următoare din Ucraina în monedă națională, OST utilizează cursul de schimb aprobat de Banca Națională pentru ziua respectivă.

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 OST va utiliza în procesul de decontare a dezechilibrelor PRE prețul de închidere a pieței aplicabil intervalului de dispecerizare respectiv obținut pe piața zilei următoare din Ucraina. În scopul exprimării prețului de închidere a pieței zilei următoare din Ucraina în monedă națională OST utilizează cursul de schimb aprobat de Banca Națională pentru ziua respectivă.

[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]

Notă: Anexa la Regulile pieței energiei electrice devine Anexa nr.1 conform 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 contracta energie electrică și pentru perioade mai scurte de timp (trimestrial, lunar, săptămânal, sau o perioadă determinată conform caietului de sarcini).

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 alte țări, care participă la o procedură de achiziție a energiei electrice organizată de Cumpărător.

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 :

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.).

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 bun. Prolungirea termenului limită de depunere a ofertelor poate fi realizată cu condiția respectării termenului stabilit la pct.33¹.

[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 participanți, cu excepția licitațiilor repetate organizate de operatorul de sistem, caz în care se admite selectarea învingătorului având o singură ofertă.

[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 participant, pot fi selectate toate, unele sau niciuna în conformitate cu criteriile de selectare.

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 ofertele potențial câștigătoare.

[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 înaintea 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.

54. Prețul ofertat 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 și Agenției. Notificarea va conține rezultatele, prețul (prețurile) și cantitățile contractate pentru fiecare licitație de produs.

[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 recalcula rezultatul 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 termeni restrânși.

[Pct.58 completată 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 transmis tuturor participanților la licitație în același timp.

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 participant la licitație de a participa la licitație;
- depunerea cu întârziere a unei oferte;
- eroarea unui participant la licitație în oferta depusă;
- anularea licitației.

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 ofertele 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 furnizor timp de 5 ani după licitație.

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]

**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 (tehnic)

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

Declarație pe propria răspundere

Participantul la licitație pentru achiziția de energie electrică

declară

următoarele:

(numele companiei),

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 termenilor 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:

**Obligațiile specifice
în legătura cu echilibrare ale participanților la piața de energie
electrică instalațiile electrice ale căroră sunt amplasate
în regiunea transnistreană**

1. În scopul determinării și decontării dezechilibrelor cauzate de agenți economici, instalațiile electrice ale căroră 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 căroră sunt amplasate în regiunea transnistreană, care preconizează sau realizează schimburi de energie electrică în afară 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 căroră sunt amplasate în regiunea transnistreană vor include prevederi necesare asigurării conformității cu anexa data. Sunt admise schimburi de energie electrică în afară 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 căroră 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 căroră 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 electrice instalațiile electrice ale căroră 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 căroră sunt amplasate în regiunea transnistreană. În acest context PRE(T) este responsabil pentru agenții economici instalațiile electrice ale căroră 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;

- $DEZ(j)_i^p$ 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;

- $DEZ(T)_{D, i}^W$ 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 $DEZ(T)_{D, i}^W$ 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 căruia 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;

$SE_v(T, OST_T)_{D, i}^{v, W+1}$ – 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, $DEZ(T)_i^r$ 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 introdus prin Hot.ANRE nr.676 din 24.12.2021, în vigoare 31.12.2021]