

Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile pentru echilibrare

Capitolul I

Scop și domeniu de aplicare

1. Prezentul regulament se aplică tuturor participanților la piața angro a energiei electrice, în scopul stabilirii regulilor pentru:
 - [a] înregistrarea în calitate de parte responsabilă pentru echilibrare, retragerea/revocarea înregistrării în calitate de parte responsabilă pentru echilibrare, transferul responsabilității echilibrării către alte părți responsabile pentru echilibrare precum și stabilirea consecințelor în cazul nerespectării clauzelor și condițiilor aplicabile părților responsabile pentru echilibrare;
 - [b] transmiterea datelor și informațiilor care urmează să fie livrate către operatorul sistemului de transport, în contextul îndeplinirii funcției de decontare a dezechilibrelor părților responsabile pentru echilibrare, în vederea calculării dezechilibrului pe fiecare interval de decontare a dezechilibrelor;
 - [c] determinarea dezechilibrului generat de către o parte responsabilă pentru echilibrare în sistemul electroenergetic național în fiecare interval de decontare a dezechilibrelor;
 - [d] decontarea dezechilibrelor părților responsabile pentru echilibrare într-un mod care să reflecte costurile aferente echilibrării sistemului electroenergetic național, astfel încât părțile responsabile pentru echilibrare să fie încurajate să se echilibreze înainte de momentul livrării și să nu agraveze dezechilibrul sistemului.

Capitolul II

Abrevieri și definiții

2. Abrevierile utilizate în cadrul prezentului regulament au următoarele semnificații:
 - a) ANRE – Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică a Republicii Moldova;
 - b) Clauze și condiții pentru FSE – Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare;
 - c) CPT – consum propriu tehnologic și pierderi de energie electrică;
 - d) DD – declarație de disponibilitate;
 - e) EIC – Codul de Identificare a Rețelei europene a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică [European network of transmission system operators for electricity Identification Code];
 - f) ENTSO-E – Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică;
 - g) FSE – furnizor de servicii de echilibrare;
 - h) FSKAR – platforma europeană dedicată pentru decontarea volumului schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în aria sincronă Europa Continentală, erorii reglajului din zonă și perioadei corespunzătoare rampelor;
 - i) GFR – grup de furnizare a rezervelor;
 - j) ID – interval de decontare care corespunde intervalului de dispecerizare;
 - k) OSD – Operatorul Sistemului de Distribuție;
 - l) NF – notificare fizică;
 - m) OPEE – operatorul pieței de energie electrică;
 - n) OS – operator de sistem;
 - o) OST – operatorul sistemului de transport;
 - p) PEE – piața de echilibrare;
 - q) PI – piața intrazilnică;

- r) PRE – parte responsabilă pentru echilibrare;
 - s) PRE-PI – partea responsabilă pentru echilibrare constituită de OPEE în calitate de contraparte pentru tranzacțiile încheiate pe PI;
 - t) PRE-PZU – partea responsabilă pentru echilibrare constituită de OPEE în calitate de contraparte pentru tranzacțiile încheiate pe piața pentru ziua următoare;
 - u) PZU – piața pentru ziua următoare;
 - v) RSF – rezerve pentru stabilizarea frecvenței;
 - w) SE – schimb de energie electrică între PRE;
 - x) SEN – sistemul electroenergetic național;
 - y) SN – schimburi neintenționate;
 - z) UFR – unitate de furnizare a rezervelor.
3. În sensul prezentului regulament, se aplică noțiunile, termenii și expresiile prevăzute în:
- a) Legea nr.164 din 26.06.2025 cu privire la energia electrică;
 - b) Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
 - c) Hotărârea ANRE nr.642 din 04.11.2025 cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind echilibrarea sistemului electroenergetic;
 - d) Hotărârea ANRE nr.423 din 22.11.2019 cu privire la aprobarea Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice;
 - e) Hotărârea ANRE nr.283 din 07.08.2020 cu privire la aprobarea Regulilor pieței energiei electrice
 - f) Hotărârea ANRE nr.74 din 25.02.2022 cu privire la aprobarea Regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale.
4. În sensul prezentului regulament, se aplică următoarele noțiuni definite după cum urmează:
- a) Agregator – participant la piața angro de energie electrică implicat în agregare, așa cum este definit în Legea cu privire la energia electrică;
 - b) Bancă de decontare – bancă la care o PRE/OST și-a deschis contul bancar din/în care se achită/încasează obligațiile de plată/drepturile de încasare înscrise în notele de decontare emise de OST, prevăzute în facturi;
 - c) Consum net – energia pe care un consumator de energie electrică o preia din rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN;
 - d) Consum propriu tehnologic al rețelelor – diferența dintre energia electrică măsurată la intrarea în rețeaua electrică și energia electrică măsurată la ieșirea din rețeaua electrică respectivă, reprezentând pierderile de energie electrică aferente rețelei;
 - e) Contract de echilibrare – contractul cadru de echilibrare și de asumare a responsabilității echilibrării elaborat de OST în urma unui proces de consultare publică, în conformitate cu prevederile prezentului regulament, care prevede drepturile și responsabilitățile reciproce dintre OST și o PRE; și care se semnează de OST și de participantul care solicită să fie înregistrat în calitate de PRE;
 - f) Echipament de contorizare pe interval – echipament de măsurare capabil să măsoare precum și să stocheze și să transmită valorile măsurate ale cantităților de energie activă și reactivă, într-un punct de măsurare, în fiecare ID;
 - g) Livrare contractuală – cantitatea de energie electrică ce se consideră ca fiind livrată de la sau către o PRE în baza obligațiilor contractuale încheiate de către participanții la piața angro de energie electrică din cadrul PRE conform prevederilor legale, inclusiv importurile și exporturile, tranzacțiile încheiate pe PZU și pe PI notificate și tranzacțiile încheiate pe PEE, într-un ID;

- h) Loc de producere – incinta sau zona în care sunt amplasate centralele electrice ale unui utilizator de sistem;
- i) Luna de livrare – luna în care are loc livrarea efectivă/consumul energiei electrice;
- j) Poziția netă contractuală (PNC) – diferența dintre obligațiile de livrare contractuale ale unei PRE și obligațiile de achiziție contractuale ale respectivei PRE într-un interval de decontare;
- k) Poziția netă măsurată (PNM) – diferența dintre producția netă însumată pentru producția din toate centralele electrice pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării și consumul net însumat pentru toți consumatorii de energie electrică pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării, inclusiv CPT al rețelei electrice a unui OS, dacă acesta și-a transferat responsabilitatea echilibrării CPT către acea PRE, într-un ID;
- l) Proces de compensare a dezechilibrelor (IN) – proces convenit între OST-uri, care permite evitarea activării simultane a rezervelor de restabilire a frecvenței în direcții opuse, luând în considerare abaterile respective de reglaj la restabilirea frecvenței, precum și rezervele de restabilire a frecvenței activate, și corectând în mod corespunzător contribuția proceselor de restabilire a frecvenței implicate;
- m) Producția netă – energia electrică ce este livrată de o centrală electrică în rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN, egală cu diferența dintre energia produsă, măsurată la bornele generatoarelor, și CPT asigurat din producția proprie;
- n) Punct de măsurare – locul de racordare la care este conectată aparatura și ansamblul instalațiilor care servesc la măsurarea puterii și energiei electrice;
- o) Registru pentru evidența PRE – registru întocmit și actualizat de OST care conține informații specifice despre PRE înregistrate;
- p) Registru utilizatorilor de sistem – registru întocmit și actualizat de fiecare OS care conține informații specifice despre utilizatorii sistemului electroenergetic înregistrați;
- q) Responsabilitatea echilibrării – responsabilitatea fiecărui participant la piața angro de energie electrică față de OST pentru menținerea echilibrului între valorile realizate și contractate ale producției, consumului și schimburilor de energie electrică proprii, după caz, și pentru suportarea financiară a eventualelor dezechilibre;
- r) Schimb neintenționat – cantitatea de energie electrică schimbată neintenționat de SEN cu sistemele electroenergetice vecine din zona sincronă a Europei Continentale calculată de o platformă informatică europeană dedicată aferentă acestor schimburi neintenționate;
- s) Tranzacție – acord încheiat între două părți pentru transferul comercial de energie electrică, conform dispozițiilor prezentului regulament;
- t) Tranzacție angajată pe PEE – tranzacție stabilită pe PEE între OST și un FSE pentru furnizarea energiei electrice de echilibrare;
- u) Zi de livrare – ziua în care are loc livrarea efectivă/consumul energiei electrice.
- v) Sistemul informatic al pieței de echilibrare – platforma informațională gestionată de OST în scopul administrării pieței de echilibrare (introducerea și validarea NF, decontarea dezechilibrelor PRE, introducerea și validarea DD, administrarea pieței energiei de echilibrare și pieței serviciilor de sistem și alte procese aferente piețelor gestionate de OST).

Capitolul III

Responsabilitatea echilibrării pentru PRE

Secțiunea 3.1 Principii generale

5. Conceptul de responsabilitate a echilibrării și stabilirea PRE asigură:
 - a) stabilirea pozițiilor aferente tranzacțiilor cu energie electrică pe piața angro de energie electrică într-un mod ordonat și just;
 - b) stabilirea înainte de intervalul de decontare a balanței de energie electrică în SEN;
 - c) separarea tranzacțiilor financiare de cele fizice;
 - d) decontarea corectă a tranzacțiilor cu energie electrică pe piața angro de energie electrică.
6. Participanții la piața angro de energie electrică își asumă responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele pe care le creează în sistemul electroenergetic. Aceștia depun eforturile în vederea echilibrării proprii și/sau contribuie la echilibrarea SEN.
7. Aplicarea conceptului responsabilității echilibrării în prezentul regulament are ca obiectiv stimularea participanților de a se echilibra înainte de intervalul de decontare, prin modul de stabilire a responsabilității financiare pentru dezechilibrele dintre producția netă / consumul realizat și schimburile de energie electrică notificate conform contractelor, contribuind totodată la diminuarea impactului financiar asupra participanților la piața angro de energie electrică, în limitele prevăzute de prezentul regulament.
8. Prezentul capitol stabilește regulile și condițiile referitoare la:
 - a) înregistrarea PRE, transferul responsabilității către o altă PRE, retragerea/revocarea PRE;
 - b) drepturile și obligațiile PRE;
 - c) atribuirea către PRE a centralelor electrice/locurilor de consum/instalațiilor de stocare inclusiv CPT al unei rețele electrice de transport sau de distribuție și a consumului agregat asigurat de furnizorii de energie electrică;
 - d) înființarea și completarea Registrului pentru evidența PRE de către OST.

Secțiunea 3.2 Obligația asumării responsabilității echilibrării, drepturi și limitări

9. Participanții la piața angro de energie electrică poartă responsabilitatea echilibrării pentru:
 - a) asigurarea echilibrului între producția măsurată în punctele de racordare aferente centralelor electrice și instalațiilor de stocare, achizițiile contractate notificate/energia de echilibrare activată pe piața energiei electrice de echilibrare și importurile contractate de energie electrică notificate, pe de o parte, și consumul măsurat în punctele de racordare aferente locurilor de consum și instalațiilor de stocare, CPT determinat aflate în responsabilitatea sa, vânzările contractate notificate/energia de echilibrare activată pe piața energiei electrice de echilibrare și exporturile contractate de energie electrică notificate, pe de altă parte;
 - b) asumarea responsabilității financiare față de OST pentru toate dezechilibrele care apar din cauza lipsei egalității între producția netă măsurată în punctele de racordare aferente centralelor electrice, achiziția contractată notificată/energia de echilibrare activată pe piața energiei electrice de echilibrare, importul contractat notificat, pe de o parte, și consumul măsurat în punctele de racordare aferente locurilor de consum (inclusiv CPT) aflate în responsabilitatea sa, vânzările contractate notificate/energia de echilibrare activată pe piața energiei electrice de echilibrare și exportul contractat notificat de energie electrică, pe de altă parte.

10. Participantul la piața angro de energie electrică își asumă contractual responsabilitatea financiară a echilibrării față de OST prin înregistrarea în calitate de PRE. În cazul participanților care nu sunt subiectul pieței angro a energiei electrice responsabilitatea de echilibrare este asigurată prin transferul implicit al acestei responsabilități către PRE înregistrată de către furnizorul/unul din furnizorii săi. Participanții care sunt subiectul pieței angro a energiei electrice, după înregistrarea în calitate de PRE au dreptul de a transfera responsabilitatea echilibrării către o altă PRE, integral (sau parțial în cazul centralelor electrice).
11. Furnizorii de energie electrică care achiziționează energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică de către prosumatorii de energie electrică din surse regenerabile în baza contractelor de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiate cu aceștia, sunt obligați să-și asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor generate pe piața angro de energie electrică de către prosumatorii respectivi. Consumatorii, în cadrul locurilor de consum ale cărora sunt instalate centrale electrice și care nu sunt prosumatori, au obligația de ași asuma responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele sale, față de OST, cu posibilitatea transferului către alt PRE, în conformitate cu prevederile prezentului Regulament.
12. Dacă unui participant la piața angro de energie electrică îi este revocată calitatea de PRE, se va considera că acesta are toate responsabilitățile unei PRE înregistrate, fiind responsabil pentru toate cheltuielile aferente restante, fără a avea dreptul de a participa la piața angro de energie electrică și considerând SE cu alte PRE egale cu zero.
13. Un participant la piața angro de energie electrică își poate asuma responsabilitatea echilibrării prin intermediul unei singure PRE pentru toate activitățile din sectorul energiei electrice pe care le desfășoară sau își poate transfera responsabilitatea echilibrării unei singure PRE. Pentru centralele electrice sau instalațiile de stocare pe care le exploatează, un participant la piața angro de energie electrică poate transfera responsabilitatea echilibrării mai multor PRE, cu condiția că o centrală electrică sau instalație de stocare este atribuită unei singure PRE și este asigurată posibilitatea tehnică de măsurare a energiei electrice injectate/extrase din rețea pentru respectiva centrală electrică/instalație de stocare.
14. O centrală electrică, instalație de stocare și loc de consum pe piața angro (inclusiv CPT al unui OS) într-un anumit interval de decontare, se află în responsabilitatea unei singure PRE.
15. În cazul unui loc de consum și de producere, a unei instalații de stocare sau a unui loc de producere/consum cu instalație de stocare, acesta este considerat loc de producere în intervalul de decontare în care valoarea măsurată în punctul de delimitare indică o injecție de energie electrică în rețele și loc de consum în intervalul de decontare în care valoarea măsurată indică o extragere de energie electrică din rețele.
16. Fiecare punct de delimitare între rețelele a doi OS este luat în considerare la determinarea CPT al fiecăruia dintre cei doi OS, în cadrul fiecărei PRE care deține responsabilitatea echilibrării pentru fiecare dintre aceștia.
17. În cazul consumatorului deservit simultan de mai mulți furnizori la un loc de consum, doar unul dintre aceștia își asumă responsabilitatea echilibrării respectivului loc de consum, denumit în prezentul regulament “furnizor principal”.
18. În cazul consumatorului care participă activ la piața angro de energie electrică prin intermediul unui agregator independent, furnizorul principal își asumă responsabilitatea echilibrării respectivului loc de consum, responsabilitatea echilibrării agregatorului realizându-se prin intermediul transferului de energie dintre PRE în care este înregistrat și PRE în care este înregistrat furnizorul principal.

19. Transferul responsabilității echilibrării unui participant la piața angro de energie electrică înregistrat în calitate de PRE către o altă PRE este permis cu respectarea prevederilor stabilite la Secțiunea 3.6 din prezentul capitol.
20. În cazul în care în perioada care urmează transferului responsabilității echilibrării se constată că PRE nu mai respectă prevederile stabilite la Secțiunea 3.6 din prezentul capitol, OST are dreptul să-i limiteze respectivei PRE asumarea responsabilității echilibrării pentru alți participanți la piața angro de energie electrică cu notificarea privind obligația de încadrare în limitele specificate de OST.
21. OPEE își asumă responsabilitatea echilibrării pentru toate tranzacțiile comerciale în care se angajează în calitate de contraparte, separat pentru tranzacțiile pe PZU și pentru tranzacțiile pe PI.
22. OPEE nu are dreptul să-și asume responsabilitatea echilibrării pentru:
- a) nici o centrală electrică/instalație de stocare/loc de consum, inclusiv CPT al unui OS sau
 - b) nici o altă PRE.
23. OST creează PRE separate pentru:
- a) administrarea diferențelor dintre cantitatea de energie electrică achiziționată pentru acoperirea CPT al rețelei electrice de transport și CPT realizat în fiecare interval de decontare;
 - b) operațiunile comerciale realizate pe piața angro în vederea alimentării locurilor de consum proprii, altele decât CPT.
24. Fiecare OSD se înregistrează ca PRE distinctă pentru administrarea diferențelor dintre cantitatea de energie electrică achiziționată pentru acoperirea CPT al rețelei sale electrice și CPT al rețelei respective realizat în fiecare interval de decontare.
25. Fiecare PRE transmite notificări fizice conform prevederilor Capitolului IV din prezentul regulament.
26. Fiecare PRE își asumă responsabilitatea financiară față de OST pentru suma dezechilibrelor între producție, achiziție, import, consum, vânzări și export pentru participanții la piața angro de energie electrică, pentru care și-a asumat responsabilitatea echilibrării. Dezechilibrele cantitative și financiare sunt determinate și decontate conform prevederilor prezentului regulament.
27. Fiecare PRE menține din cont propriu toate sistemele de comunicație necesare pentru transmiterea NF precum și pentru recepționarea notificărilor de la OST conform prevederilor prezentului regulament.
28. Fiecare PRE împuternicește cel puțin o persoană de contact care va acționa în numele său și care va comunica cu OST.
29. Fiecare PRE furnizează OST garanții financiare pentru acoperirea riscurilor de neplată către OST a obligațiilor rezultate din dezechilibrele înregistrate, conform unei proceduri elaborate de OST și consultate public.
30. Suplimentar la condițiile prevăzute în prezentul regulament, fiecare PRE are drepturi și trebuie să îndeplinească obligațiile prevăzute în contractul de echilibrare, încheiat cu OST.
31. Drepturile și obligațiile unei PRE prevăzute în contractul de echilibrare sunt transferabile numai în condițiile prevăzute în prezentul regulament și cu acceptul OST.

Secțiunea 3.3 Înregistrarea participanților la piață în calitate de PRE

32. Participantul la piață trebuie să solicite în scris către OST înregistrarea în calitate de PRE. Cererea de înregistrare a PRE se completează conform unei proceduri elaborate de OST, consultate public și plasate pe site web oficial a OST.
33. Fiecare cerere de înregistrare în calitate de PRE conține cel puțin următoarele informații:
- a) denumirea completă, sediul și datele de contact ale solicitantului, codul EIC;

- b) numărul și seria licenței (după caz);
 - c) datele de contact ale persoanelor împuternicite să acționeze în numele solicitantului;
 - d) lista centralelor electrice și instalațiilor de stocare cu datele aferente acestora, inclusiv identificatorul și capacitatea instalată și capacitatea aprobată de injecție/extragere a fiecărei centrale electrice, sau instalațiilor de stocare pe care solicitantul o exploatează;
 - e) în cazul consumatorilor participanți la piața angro de energiei electrice, lista locurilor de consum aflate în proprietatea consumatorului și datele aferente acestora, inclusiv identificatorul locului de consum și puterea aprobată.
34. În termen de 10 (zece) zile lucrătoare de la primirea cererii de înregistrare în calitate de PRE, OST:
- a) verifică corectitudinea informațiilor transmise de solicitant;
 - b) stabilește cuantumul inițial al garanției financiare care trebuie să fie depusă de către solicitant și îl informează cu privire la valoarea acesteia;
 - c) transmite solicitantului contractul de echilibrare.
35. În situația în care nu sunt transmise toate informațiile prevăzute la pct. 33, OST solicită completări/corectări, iar termenul prevăzut la pct. 34 se suspendă până la îndeplinirea solicitării OST. În cazul în care în termen de 10 (zece) zile lucrătoare de la solicitarea de completare/corectare, solicitarea PRE nu este completată/corectată sau în termen de 20 (douăzeci) zile lucrătoare de la notificarea privind depunerea garanției financiare nu este depusă garanția financiară, OST anulează cererea de înregistrare a PRE iar participantul la piață are dreptul de a depune repetat o cerere de înregistrare în calitate de PRE.
36. OST aprobă o cerere de înregistrare în calitate de PRE în cel mult 10 (zece) zile lucrătoare, dacă se îndeplinesc următoarele condiții:
- a) informațiile transmise de solicitant OST sunt complete;
 - b) solicitantul deține licență valabilă, în cazul participanților la piață angro de energie electrică care activează în calitate de titulari de licență conform Legii cu privire la energia electrică;
 - c) solicitantul a constituit garanția financiară inițială;
 - d) solicitantul a completat și a semnat contractul de echilibrare.
37. OST are dreptul de a respinge cererea de înregistrare în calitate de PRE cu informarea motivată a solicitantului. În cazul respingerii motivate a solicitării (din cauza lipsei informațiilor sau prezentarea informației neveridice) termenul prevăzut la pct.36 va fi prelungit cu cel mult 5 (cinci) zile lucrătoare de la expedierea de către OST a notificării privind informația lipsă, dar termenul general nu va depăși 15 (cincisprezece) zile lucrătoare de la recepționarea solicitării.
38. După aprobarea solicitării, OST:
- a) transmite o copie contractului de echilibrare semnat către PRE nou-format;
 - b) înscrie PRE nou-format în Registrul pentru evidența PRE;
 - c) informează asupra înregistrării PRE nou-format, OSD (după caz) și OPEE, prin e-mail și/sau prin intermediul site web oficial.
39. PRE nou-formată își poate exercita drepturile și obligațiile ulterior aprobării de către OST a cererii de înregistrare în calitate de PRE și înscrierii corespunzătoare în Registrul pentru evidența PRE.
40. OST actualizează permanent informațiile înscrise în Registrul pentru evidența PRE și le publică pe site web oficial.

Secțiunea 3.4 Garanții de plată aferente obligațiilor PRE

41. OST solicită participanților la piața angro de energie electrică depunerea unei garanții înainte ca respectivul participant la piața angro de energie electrică să fie înregistrat în calitate de PRE, în calitate de FSE sau în calitate de Participant la PEE în conformitate cu Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare. OST poate accepta o garanție comună pentru obligațiile de plată ale PRE, Participantului la PEE, cât și ale FSE.

42. Garanții și limitări:

[1] Garanția furnizată de PRE poate limita activitatea PRE, inclusiv posibilitatea transferului către aceasta a responsabilității altor PRE și/sau volumului corespunzător al schimburilor de energie electrică, exporturilor și importurilor;

[2] Modul de aplicare a prevederilor alin. [1] este prevăzut în detaliat de OST în procedura menționată la pct. 43 și are drept scop corelarea la nivelul garanției depuse, a sumei dintre vânzările nete, consumul și exportul respectivei PRE în perioada de risc, evaluate în baza informațiilor privind cantitățile de energie electrică tranzacționate conform contractelor de vânzare-cumpărare încheiate și cu considerarea prețului mediu de dezechilibru pe ultimele 12 (douăsprezece) luni;

[3] Limitarea prevăzută la alin. [2] este solicitată în cazul constatării unor potențiale dezechilibre semnificative și/sau înregistrării de întârzieri la plată urmate de utilizarea garanțiilor.

43. Procedura aferentă garanțiilor:

[1] OST elaborează, în urma unui proces de consultare publică, procedura pentru determinarea cuantumului și a tipurilor de garanții solicitate, pentru realizarea și verificarea constituirii garanțiilor și actualizării acestora, precum și pentru executarea garanției financiare.

[2] Cuantumul garanției financiare solicitate va ține cont de obligațiile de plată și drepturile de încasare ale PRE la nivel lunar față de OST și va fi ajustat conform eventualelor întârzieri de plată înregistrate în perioade anterioare.

[3] Procedura va include un proces de notificare și de suspendare temporară a activităților pe piață în condițiile în care un participant la piața angro de energie electrică nu depune garanția financiară, în conformitate cu prevederile Legii cu privire la energia electrică.

[4] OST publică pe site web oficial procedura prevăzută la alin. [1].

Secțiunea 3.5 Retragera și revocarea înregistrării în calitate de PRE

44. PRE informează OST în scris în situația încetării activității pe piața angro de energie electrică. Condițiile în care are loc retragera înregistrării în calitate de PRE, inclusiv formatul-cadru pentru solicitarea de retragere se stabilesc de către OST și se publică pe site web oficial a OST, în conformitate cu procedura prevăzută la pct. 32.

45. Participanții la piață înregistrați în calitate de PRE care nu mai pot respecta obligațiile ce decurg din prezentul regulament informează OST fără întârziere despre acest fapt.

46. OST poate decide din proprie inițiativă să revoce înregistrarea în calitate de PRE a unui participant la piață în următoarele cazuri:

a) OST constată că:

(i) cuantumul garanției financiare constituite de PRE este mai mic decât cuantumul calculat de către OST și comunicat PRE,

(ii) PRE nu a reușit să actualizeze cuantumul garanțiilor până la valoarea solicitată în termen de 10 (zece) zile lucrătoare de la data notificării,

- (iii) PRE nu și-a redus din activitățile sale care determină cuantumul garanțiilor solicitate conform subpct. (ii) în termenul prevăzut la subpct. (ii), astfel încât garanțiile financiare constituite să fie suficiente sau pentru a-i permite să se conformeze prevederilor procedurii prevăzute la pct. 43, și/sau
- (iv) PRE nu și-a transferat în termen de 10 [zece] zile lucrătoare responsabilitatea echilibrării către o altă PRE care și-a majorat corespunzător în acest interval garanțiile financiare până la suma care acoperă nivelul solicitat de OST, sau
- b) OST i se aduce la cunoștință falimentul sau lichidarea participantului la piață, sau
- c) ANRE a informat OST cu privire la expirarea / retragerea / suspendarea licenței respectivului participant la piață.

47. OST poate, de asemenea, revoca înregistrarea unei PRE dacă participantul la piață respectiv nu și-a îndeplinit în mod repetat (mai mult de 2 ori pe parcursul unui an) sau pentru o perioadă prelungită de timp (mai mult de 2 zile consecutive) celelalte obligații care decurg din prezentul regulament, în cazul unor abateri semnificative și/sau frecvente care pun în pericol funcționarea SEN. În acest caz, OST are dreptul să revoce PRE numai după o notificare prealabilă și numai dacă acesta nu și-a îndeplinit obligațiile respective în termen de 10 [zece] zile lucrătoare de la notificarea prevăzută la pct. 48.

48. Cu 10 [zece] zile lucrătoare înainte de decizia de revocare a înregistrării în calitate de PRE a unui participant la piață conform prevederilor pct. 46 lit. a) sau pct. 47, OST îl notifică pe participantul la piața angro cu privire la revocare.

În situația în care motivele revocării subzistă, după două zile lucrătoare de la notificarea transmisă, OST notifică participanții la piață înregistrați ca PRE, care aveau responsabilitatea echilibrării transferată acestei PRE, precum și alte PRE-uri cu care a avut schimburi de energie electrică în ultimele 6 luni, cu privire la posibilitatea și termenul de revocare;

49. În situația în care motivele revocării au fost eliminate până la împlinirea termenelor de conformare prevăzute la pct. 46 lit. a) sau la pct. 47, OST publică pe site web oficial o informare cu privire la menținerea în calitate de PRE a participantului la piață.

50. Dacă în termenii prevăzuți la pct. 46 lit. a) sau la pct. 47, motivele revocării PRE subzistă, în ziua următoare OST revocă PRE și:

- a) anunță pe site web revocarea PRE și transmite o notificare tuturor OSD implicate, ANRE și OPEE;
- b) radiază respectiva PRE din Registrul pentru evidența PRE și publică versiunea actualizată a Registrului pentru evidența PRE.

51. În situația în care înregistrarea în calitate de PRE a unui participant la piață este revocată în temeiul prevederilor pct. 46 lit. a) sau pct. 47, revocarea produce efecte pentru ziua următoare publicării versiunii actualizate a Registrului pentru evidența PRE.

52. În cazul retragerii PRE la cerere, înregistrarea în calitate de PRE își va pierde valabilitatea după 5 [cinci] zile lucrătoare de la solicitarea acesteia, totodată OST anunță pe site web data de la care retragerea calității de PRE produce efecte.

Secțiunea 3.6 Transferul responsabilității echilibrării

53. Participantul la piață (atât cel înregistrat în calitate de PRE cât și cel care solicită înregistrarea) care dorește să-și transfere responsabilitatea echilibrării, denumit "PRE transferantă" și acea PRE care dorește să-și asume responsabilitatea echilibrării pentru el, denumită "PRE solicitantă", trebuie să transmită către OST, o solicitare în scris de transfer / asumare a responsabilității echilibrării semnată de ambele părți.

54. PRE transferantă împreună cu PRE solicitantă vor solicita OST aprobarea transferului responsabilității de echilibrare cu indicarea datei estimative a transferului.
55. PRE solicitantă trebuie să informeze cu privire la această cerere pe toți participanții la piață cu care are schimburi de energie electrică, precum și pe OS la rețelele cărora sunt conectate locurile de producere/locurile de consum aflate în responsabilitatea sa.
56. În termen de 4 (patru) zile lucrătoare de la data recepționării de către OST a solicitărilor de transfer al responsabilității echilibrării, de anulare a transferului responsabilității echilibrării (după caz), OST:
- a) informează PRE abandonată, după caz, că PRE transferantă dorește să-și transfere responsabilitatea echilibrării către PRE solicitantă;
 - b) stabilește noile garanții financiare care trebuie asigurate de PRE solicitantă și o informează asupra cuantumului noii garanții financiare.
57. OST aprobă transferul responsabilității echilibrării în termen de cel mult 4 (patru) zile lucrătoare, în următoarele condiții:
- a) la data la care intră în vigoare transferul responsabilității echilibrării, PRE solicitantă este înregistrată în Registrul pentru evidența PRE prevăzut la pct. 76;
 - b) PRE solicitantă prezintă garanțiile financiare necesare pentru a i se transfera responsabilitatea echilibrării pentru PRE transferantă, conform cuantumului comunicat de OST;
 - c) PRE abandonată, dacă există, confirmă posibilitatea transferului PRE transferante.
58. Modificarea componenței unei/unor PRE la solicitarea participanților la piață implicați este consemnată, la data aprobării solicitării, în Registrul pentru evidența PRE publicat de OST.
59. Modificarea modului de agregare a valorilor măsurate de consum/producție în cadrul unei/unor PRE se realizează după aprobarea de către OST, conform prevederilor pct. 57, a solicitării de modificare a componenței respectivelor PRE și se aplică de către OS începând cu ziua următoare celei în care a fost publicată versiunea actualizată a Registrului pentru evidența PRE în care figurează aceste modificări.
60. Dacă OST nu aprobă transferul responsabilității echilibrării, acesta informează fără întârziere atât PRE transferantă și PRE solicitantă, cât și PRE abandonată și își motivează decizia. În situația în care refuzul este motivat de lipsa informațiilor sau de neconstituirea garanțiilor financiare în cuantumul necesar de către PRE solicitantă, termenul de aprobare prevăzut la pct. 57 va fi extins cu cel mult 2 (două) zile lucrătoare de la primirea de către OST a informațiilor lipsă sau până la constituirea garanției financiare solicitate; termenul rezultat din aplicarea prevederilor pct. 54-57 nu poate depăși 15 (cincisprezece) zile lucrătoare.
61. Imediat ce OST a aprobat transferul responsabilității echilibrării, acesta:
- a) informează PRE transferantă și PRE solicitantă, PRE abandonată (după caz);
 - b) informează toți OS implicați, pentru ca aceștia să-și actualizeze propriile registre ale utilizatorilor de sistem cu informațiile rezultate din transferul responsabilității echilibrării, publicate pe site web oficial, și
 - c) înscrie transferul responsabilității echilibrării în Registrul pentru evidența PRE și publică versiunea actualizată a acestuia pe site web oficial.
62. Transferul responsabilității echilibrării produce efecte din data confirmată de către OST, dar nu mai mult de 10 zile lucrătoare.
63. Până la data aprobării transferului, responsabilitatea echilibrării pentru PRE transferantă rămâne în sarcina PRE abandonată.

64. Pentru distribuirea costurilor/veniturilor rezultate din calculul dezechilibrelor în cadrul PRE participanții pieței energiei electrice pot aplica algoritmul de alocare a costurilor și veniturilor între membrii PRE prevăzut în Regulile pieței energiei electrice.

Secțiunea 3.7 Excluderea din PRE

65. PRE poate renunța unilateral la asumarea responsabilității echilibrării pentru un participant la piață înregistrat ca o altă PRE din componența sa, în următoarele condiții:

- a) PRE anunță participantul la piață cu privire la decizia sa, cu cel puțin 25 (douăzeci și cinci) zile lucrătoare înainte de data de la care intenționează să nu-și mai asume responsabilitatea echilibrării pentru acesta;
- b) PRE anunță OST la aceeași dată despre intenția sa, comunicând toate informațiile referitoare la consumul de la locurile de consum ale participantului la piață, achizițiile și vânzările contractuale ale acestuia în ultima lună, nivelul datoriilor participantului la piață față de PRE, dacă este cazul, precum și data de la care nu își mai asumă responsabilitatea echilibrării pentru acesta.
- c) PRE anunță OS la care participantul la piață are puncte de măsurare corespunzătoare locurilor de consum / centralelor electrice / instalațiilor de stocare aflate în responsabilitatea sa, ANRE, dacă participantul la piață are consumatori finali.

66. În perioada dintre data notificării și data anunțată a excluderii din PRE a participantului la piață, care nu poate fi mai mică de 25 (douăzeci și cinci) zile lucrătoare, PRE continuă să fie responsabilă financiar pentru toate dezechilibrele acestuia.

67. În situația în care, în maximum 24 (douăzeci și patru) zile lucrătoare de la data notificării referitoare la excludere, participantul la piață care face obiectul excluderii nu depune o garanție conform prevederilor secțiunii referitoare la garanția financiară PRE pentru a rămâne înregistrat ca PRE propriu sau nu își transferă responsabilitatea echilibrării în calitate de PRE transferantă către o altă PRE, cu respectarea condițiilor prevăzute la pct. 52-62, OST îi revocă înregistrarea participantului la piață în calitate de PRE, realizând în ziua ulterioară expirării acestei perioade acțiunile prevăzute la pct. 50.

Secțiunea 3.8 Modificarea configurației PRE

68. Un participant la piață înregistrat în calitate de PRE își poate modifica configurația în ceea ce privește centralele electrice / instalațiile de stocare / locurile de consum proprii sau ale consumatorilor pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării, față de cea anterioară, în următoarele condiții:

- a) furnizează informațiile corespunzătoare către OST, precum și către OSD la rețeaua electrică a căruia sunt racordate noile locuri de producere și/sau de consum pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării și/sau cele pentru care nu își mai asumă responsabilitatea echilibrării, cu minimum 4 (patru) zile lucrătoare înainte de ziua începând cu care dorește să i se ia în considerare noua configurație;
- b) informațiile sunt confirmate de către PRE în configurația căreia se reflectă modificările respective, fiind verificată condiția prevăzută la pct. 84 sau în caz contrar, modificarea este motivată corespunzător la OS de către PRE care a solicitat-o, pe baza reglementărilor aplicabile.

69. OST elaborează, în urma unui proces de consultare publică, procedura aplicabilă pentru înregistrarea în calitate de PRE, transferul responsabilității echilibrării, excluderea din PRE, modificarea configurației PRE, retragerea și revocarea unei PRE. Acestea pot include acțiuni prealabile sau concomitente, care ar permite participanților conformarea în termenele prevăzute în prezentul regulament și diminuarea riscurilor asupra funcționării pieței.

70. OST publică procedura/procedurile elaborate conform prevederilor pct. 69 pe site web oficial.

Secțiunea 3.9 Contractul de echilibrare

71. Contractul de echilibrare este acordul încheiat între OST și un participant la piață, definit în conformitate cu art. 90 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, care stabilește drepturile și obligațiile reciproce ale OST și respectiv ale participantului la piață în calitate de PRE.

72. OST încheie un contract de echilibrare cu fiecare dintre participanții la piață care au solicitat înregistrarea în calitate de PRE pentru ca acestea să poată activa pe piața angro de energie electrică.

73. Existența unui contract de echilibrare valabil este o condiție pentru înregistrarea participantului la piață în calitate de PRE și, respectiv, accesul lui la sistemul informatic al pieței de echilibrare. Fără contract de echilibrare și înregistrare pe piața angro a energiei electrice a centralei electrice/installației de stocare, respectiva centrală/installație a unui participant al pieței/utilizator de sistem care este producător de energie sau proprietar de instalații de stocare nu poate fi racordată la rețeaua OS precum și nu poate rămâne racordată la rețeaua electrică.

74. Odată cu transferul integral al responsabilității echilibrării către o altă PRE, contractul de echilibrare semnat de către participantul la piață înregistrat în calitate de PRE se suspendă.

75. Contractele de echilibrare se încheie în baza unui contract-cadru, elaborat în urma unui proces de consultare publică de către OST și publicat pe site web oficial.

Secțiunea 3.10 Registrul pentru evidența PRE

76. OST înființează și completează Registrul pentru evidența PRE.

77. PRE care au fost înregistrate de OST sunt înscrise în Registrul pentru evidența PRE. Registrul pentru evidența PRE conține, pentru fiecare PRE, cel puțin următoarele informații:

- a) denumirea completă, codul EIC, adresa sediului și datele de contact ale participantului la piață care a înființat PRE;
- b) data și numărul de înregistrare a contractului de echilibrare;
- c) codul de identificare al PRE;
- d) numele și datele de contact ale tuturor persoanelor împuternicite să acționeze în numele participantului la piață respectiv;
- e) datele de identificare ale PRE căreia i s-a transferat responsabilitatea echilibrării, dacă este cazul, și data transferului;
- f) datele de identificare ale PRE-urilor pentru care a fost asumată responsabilitatea echilibrării, dacă este cazul, și data fiecăruia din aceste transferuri;
- g) denumirea OS în zona căreia PRE are locuri de consum/locuri de producere pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării și lista acestora.

78. Fiecare PRE are dreptul să consulte Registrul pentru evidența PRE și să ceară corectarea oricărei inexactități care o privește.

79. OST păstrează istoricul modificărilor realizate în Registrul pentru evidența PRE timp de cel puțin 12 (douăsprezece) luni.

80. OST informează despre înscrierea în Registrul pentru evidența PRE a unei PRE nou-create, despre transferul, suspendarea sau revocarea/retragerea unei PRE existente, prin publicarea pe site web oficial a listei cu toate PRE înregistrate inclusiv componența actualizată la zi a fiecărei PRE.

Secțiunea 3.11 Registrul utilizatorilor de sistem

81. Fiecare OS înființează și completează un Registru al utilizatorilor de sistem.
82. Suplimentar la informațiile prevăzute la art. 78 alin. [4] din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, Registrul utilizatorilor de sistem al fiecărui OS conține cel puțin următoarele informații pentru fiecare centrală electrică/instalație de stocare de energie electrică racordată la rețelele sale:
- a) desemnarea unică [cod și nume] a centralei electrice/instalației de stocare/locului de consum și de producere;
 - b) capacitatea aprobată spre injecție și/sau extragere;
 - c) codul de identificare al PRE care deține responsabilitatea echilibrării pentru respectiva centrală electrică/instalație de stocare; doar în cazul unui loc de consum și de producere sau centralei electrice/instalației de stocare pentru servicii proprii, acestuia îi poate fi atribuită o PRE pentru intervalul de decontare în care acesta are caracter de loc de producere și o altă PRE pentru intervalul de decontare în care acesta are caracter de loc de consum.
83. Fiecare utilizator de sistem are dreptul să consulte informațiile care îl privesc în Registrul utilizatorilor de sistem precum și obligația de a solicita corectarea oricărei inexactități care îl privește.
84. OST solicită informațiile necesare cuprinse în registrele utilizatorilor de sistem ale OS și verifică împreună cu aceștia îndeplinirea condiției ca fiecare punct de racordare să fie corespunzător unei centrale electrice / instalații de stocare, unui loc de consum sau unui punct de delimitare, iar pentru fiecare loc de consum, inclusiv pentru CPT al unei rețele, respectiv centrală electrică/instalație de stocare, să existe o PRE și doar una, care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru acesta.
85. În cazul revocării și/sau retragerii unei PRE cu inițierea procesului de preluare de către furnizorul de ultimă opțiune a unor consumatori, condiția prevăzută la pct. 84 se prezumă îndeplinită pentru locurile de consum în cauză, pe perioada cuprinsă între data începând cu care furnizorul actual nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor, responsabilitatea echilibrării fiind atribuită către PRE înregistrată de furnizorul de ultimă opțiune desemnat sau, dacă este cazul, la PRE către care aceasta și-a transferat responsabilitatea echilibrării.

Capitolul IV

Reguli pentru notificările fizice

Secțiunea 4.1 Principii generale

86. Obiectivul regulilor pentru NF din prezenta secțiune este crearea cadrului pentru furnizarea informațiilor despre volumele nete de energie electrică tranzacționate pe piețele anterioare pieței de echilibrare, importuri/exporturi, pregătirea programului de producție și consum și determinarea disponibilității rezervelor de energie de echilibrare necesare pentru a permite OST să asigure:
- a) integritatea SEN;
 - b) siguranța și calitatea aprovizionării cu energie electrică;
 - c) capacitate disponibilă suficientă pentru a asigura în orice moment cererea SEN și o rezervă corespunzătoare;
 - d) gestionarea restricțiilor de rețea;
 - e) determinarea dezechilibrelor ulterior zilei de livrare.
87. Realizarea fizică a obligațiilor contractuale necesită transmiterea către OST a notificărilor privind toate schimburile nete contractuale între PRE.

88. Schimburile contractuale de energie electrică realizate de către o PRE cu altă PRE sunt cuprinse în NF sub denumirea de schimburi de energie electrică [SE].
89. Fiecare PRE are obligația să transmită la OST, NF ale respectivei PRE pentru fiecare interval de decontare din fiecare zi de livrare. OPEE transmite de asemenea către OST câte o NF de același tip în calitate de PRE pentru tranzacțiile încheiate drept contraparte pe PZU și în calitate de PRE pentru tranzacțiile încheiate drept contraparte pe PI. PRE-urile sunt obligate să transmită notificări fizice inclusiv pentru schimburile de energie electrică cu agenți economici rezidenți aflați pe teritoriul Republicii Moldova care nu au relații fiscale cu sistemul ei bugetar.
90. NF a unei PRE conține pentru fiecare interval de decontare toate informațiile prevăzute în cadrul secțiunii referitoare la conținutul și formatul NF, precum și schimbul de energie electrică între PRE-PZU / PRE-PI.
91. Structura și modul de transmitere a declarațiilor de disponibilitate și a NF fac obiectul prevederilor prezentului regulament și a Clauzelor și condițiilor pentru FSE.
92. OST elaborează în urma unui proces de consultare publică și publică pe site web oficial procedurile / ghidurile utilizatorului necesare pentru aplicarea prevederilor prezentului capitol. Procedurile respective se avizează de ANRE.

Secțiunea 4.2 Conținutul și formatul NF

93. NF conțin cel puțin următoarele informații:
- 1) Codul de identificare al PRE care a transmis respectiva NF;
 - 2) Ziua de livrare și date separate pentru fiecare interval de decontare în respectiva zi de livrare, și anume:
 - a) programul de producție/consum (injecție/extragere) planificat pentru fiecare UFR/GFR (valoare pozitivă pentru injecție, valoare negativă pentru extragere);
 - b) programul de producție/consum (injecție/extragere) planificat pentru fiecare componentă din cadrul UFR/GFR (valoare pozitivă pentru injecție, valoare negativă pentru extragere);
 - c) producția planificată pentru fiecare centrală electrică cu o putere aprobată spre injecție egală sau mai mare de 1 MW;
 - d) programul de producție/consum planificat pentru fiecare centrală electrică cu o putere aprobată spre injecție sau extragere egală sau mai mare de 1 MW și care are în cadrul său instalații de stocare a energiei electrice (valoare pozitivă pentru injecție, valoare negativă pentru extragere);
 - e) programul de funcționare, pentru fiecare instalație de stocare cu o putere aprobată de injecție sau extragere egală sau mai mare de 1 MW și care nu este parte a unei centrale electrice;
 - f) producția planificată însumată pentru toate centralele electrice și instalațiile de stocare altele decât cele de la lit. a), b), c), d) și e);
 - g) prognoza agregată de consum pentru toți consumatorii de energie electrică;
 - h) schimburile nete de energie electrică cu alte PRE, separat pentru fiecare PRE cu care s-au stabilit schimburile de energie electrică;
 - i) exporturile și importurile stabilite cu alte țări, detaliate pe partener extern și separat pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră, corespunzătoare dreptului de utilizare a capacității de interconexiune alocate prin licitații.

94. Suplimentar la informațiile prevăzute în pct. 93, NF ale OPEE conțin schimburile nete de energie electrică cu fiecare PRE în zona națională de tranzacționare corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare/cumpărare pe PZU și separat pe PI.

Secțiunea 4.3 Transmiterea și anularea NF

95. Fiecare PRE, precum și OPEE transmit la OST, NF ale producțiilor, consumurilor și schimburilor nete de energie electrică pentru un interval de decontare al zilei de livrare până la ora 15:00 în ziua D-1. Acestea pot fi modificate de către emitent pentru ziua D, cel târziu cu 60 minute înaintea orei de livrare, pentru schimburile de energie electrică privind producția /consumul, ținând cont inclusiv de tranzacțiile pe PI. Ultimele NF înregistrate înainte de intervalul de dispecerizare în care energia electrică urmează a fi livrată/consumată se consideră notificări fizice finale și sunt utilizate pentru determinarea poziției nete contractuale ale PRE în procesul de determinare a dezechilibrelor.

96. Transmiterea NF se poate efectua cel mai devreme cu 30 de zile înaintea zilei de livrare.

97. Modul de transmitere a NF către OST se realizează conform procedurilor / ghidurilor utilizatorului prevăzute la pct. 92.

98. Responsabilitatea corectitudinii NF privind producția, respectiv consumul programate pentru fiecare UFR/GFR, aparține fiecărui FSE conform prevederilor din Clauzele și condițiile pentru FSE.

99. NF se transmit în format electronic, prin canalele de comunicație stabilite de OST.

100. NF este considerată transmisă în momentul intrării în sistemul informatic al pieței de echilibrare. Imediat ce o nouă NF intră în sistemul informatic al pieței de echilibrare, PRE care a transmis-o va primi electronic confirmarea de primire.

101. Sistemul informatic al pieței de echilibrare verifică îndeplinirea condițiilor de respectare a formatului NF, prevăzute în procedura / ghidurile utilizatorului elaborate de OST și publicate pe site web oficial.

102. Dacă sistemul informatic al pieței de echilibrare nu acceptă o NF, PRE care a transmis-o primește imediat un mesaj de eroare cu specificarea neconformității constatate, iar NF respectivă este considerată neacceptată.

Secțiunea 4.4 Validarea NF

103. Sistemul informatic al pieței de echilibrare verifică automat toate NF din punct de vedere al corectitudinii conținutului. Mesajul privind eroarea identificată este transmis automat emitentului.

104. Modul de validare a NF în conformitate cu prevederile pct. 106 este descris în procedura / ghidurile utilizatorului elaborate de către OST conform prevederilor pct. 92.

105. NF ale unei PRE sunt disponibile pentru vizualizarea de către PRE respectivă prin intermediul sistemului informatic al pieței de echilibrare.

106. Sistemul informatic al pieței de echilibrare analizează completitudinea, corectitudinea, coerența și fezabilitatea fiecărei NF și a ansamblului acestora, verificând dacă:

- a) există egalitatea schimburilor nete de energie electrică reciproce între PRE pe fiecare interval de decontare;
- b) producția/consumul programat pe fiecare UFR/GFR se încadrează în DD a UFR/GFR pentru aceeași zi de livrare și același interval de decontare;
- c) sunt respectate limitele definite de caracteristicile tehnice ale UFR/GFR;
- d) schimburile de energie cu alte sisteme (exportul și importul) iau în considerare drepturile fizice de transport, obținute în urma procesului de alocare a capacității pe fiecare graniță și direcție.

107. Fiecare PRE depune toate eforturile în vederea adaptării producției și/sau a încheierii de tranzacții de vânzare și/sau cumpărare de energie electrică astfel încât suma dintre producție, import și achiziție să fie egală cu suma dintre consum, export și vânzare la nivelul fiecărui interval de decontare. NF este considerată ca fiind în dezechilibru dacă suma producției, importurilor și SE primite nu este egală cu suma consumului, exporturilor și SE livrate, separat pentru fiecare zonă de tranzacționare și interval de decontare, ținând seama de completarea SE cu cele aferente tranzacțiilor pe PI. Toți participanții la piața de energie electrică trebuie să funcționeze conform notificărilor fizice finale.

108. În cazul unor neconcordanțe între SE reciproce ale PRE constatate în ultimele NF transmise conform termenelor prevăzute în cadrul Secțiunii 4.3 din prezentul Capitol, PRE în cauză sunt atenționate automat, iar dacă în intervalul destinat corecțiilor, definit în procedurile / ghidurile utilizatorului elaborate și publicate conform pct. 92, PRE nu reușesc să corecteze NF, OST întreprinde următoarele măsuri:

- a) în cazul SE între OPEE și PRE este acceptată cantitatea transmisă prin NF de către OPEE;
- b) dacă sensul prevăzut în NF de către fiecare din cele două PRE al SE dintre ele este același, cantitatea corespunzătoare a SE între cele două PRE este considerată egală cu cea mai mică dintre cele două valori;
- c) dacă NF ale celor două PRE prevăd SE între ele în sensuri diferite sau numai una dintre PRE a prevăzut în NF un SE cu cealaltă PRE, cantitatea corespunzătoare SE între cele două PRE este considerată zero.

109. OST nu este responsabil pentru consecințele economice ale corecțiilor NF realizate conform prevederilor pct. 108.

110. Orice NF acceptată în sistemul informatic al pieței de echilibrare, inclusiv cea modificată de OST conform regulilor din prezentul capitol, devine NF finală.

111. NF finale reprezintă obligații ferme pentru PRE respective, ele putând fi modificate doar în cazurile prevăzute în cadrul secțiunii referitoare la transmiterea și anularea notificărilor fizice.

112. În cazul în care, în urma modificărilor realizate conform prevederilor secțiunii referitoare la transmiterea și anularea notificărilor fizice, se constată nepotriviri ale SE reciproce ale PRE, sistemul informatic al pieței de echilibrare aduce SE la valorile din NF finale și anunță PRE respective cu privire la această acțiune.

113. Dacă PRE nu a reușit să transmită SE înainte de termenul prevăzut la pct. 95, sistemul informatic al pieței de echilibrare transmite automat un mesaj în acest sens către PRE respectivă și către PRE care au notificat SE cu aceasta. Concomitent, sistemul informatic al pieței de echilibrare generează automat o NF implicită pentru aceasta PRE în acel interval de decontare, cu toate valorile egale cu zero, NF respectivă fiind disponibilă pentru vizualizare în sistemul informatic al pieței de echilibrare.

114. Modificarea notificărilor fizice este permisă numai în următoarele cazuri:

- a) în cazul selectării de către OST pe PEE a unei oferte PEE (emiterii unei dispoziții de dispecer);
- b) în cazul reducerilor de putere accidentale ale UFR/GFR, parțiale sau totale, anunțate la OST; doar notificările aferente UFR/GFR pot fi acceptate;
- c) în cazul identificării și corectării unor erori ale sistemului informatic al pieței de echilibrare.

115. Notificările fizice care au fost modificate conform prevederilor prezentei secțiuni înlocuiesc notificările fizice finale validate anterior conform prevederilor pct. 114, se aplică pentru ziua de livrare în intervalele de decontare corespunzătoare și constituie obligații ferme pentru respectiva PRE.

Capitolul V

Colectarea și validarea datelor măsurate

Secțiunea 5.1 Prevederi generale

116. Obiectivul prezentului Capitol 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 de energie electrică, PEE, dezechilibrele, serviciile de sistem și orice alte servicii și taxe aplicabile.

117. Prezentul Capitol se referă la:

- a) cerințele legate de măsurare și comunicare, suplimentare față de cerințele stabilite în Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 74/2022;
- b) înregistrarea valorilor măsurate;
- c) colectarea, verificarea și validarea valorilor măsurate;
- d) agregarea valorilor măsurate validate;
- e) comunicarea valorilor măsurate.

118. Decontarea pe piața angro de energie electrică se bazează pe intervale de dispecerizare, intervale de tranzacționare și intervale de decontare, necesitând utilizarea echipamentelor de măsurare corespunzătoare. Pentru cazurile în care nu se justifică economic utilizarea echipamentelor de măsurare pe interval, se utilizează cerințele prezentului regulament.

119. 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 prezentul regulament. Prezentul regulament nu se aplică pentru echipamentele și sistemele de măsurare utilizate numai în scop operațional sau tehnic.

Secțiunea 5.2 Cerințe legate de măsurare și comunicare

120. Regulile de ordin tehnic și condițiile care se aplică în privința echipamentelor de măsurare și sistemelor informatice corespunzătoare pentru citirea, procesarea, transmiterea și stocarea valorilor măsurate și pentru instalarea, deținerea, întreținerea și citirea indicațiilor echipamentelor de măsurare sunt stabilite în Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale.

121. Punctele de măsurare trebuie echipate cu echipamente de măsurare care corespund cerințelor regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale.

122. Următoarele puncte de măsurare sunt definite ca puncte de măsurare în scopuri comerciale și trebuie echipate cu echipamente de măsurare comerciale:

- a) fiecare punct de racordare a instalației unui consumator final și fiecare centrală electrică, instalație de stocare și/sau UFR/GFR;
- b) fiecare punct de racordare în care o rețea electrică a unui operator de sistem este interconectată la rețeaua electrică a altui operator de sistem;
- c) fiecare punct de racordare în care SEN este conectat la sistemul electroenergetic al altui stat.

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

124. Regulile și condițiile pentru determinarea și atribuirea codurilor de identificare a punctelor de măsurare sunt în concordanță cu reglementările internaționale aplicabile și în mod obligatoriu cu reglementările stabilite de către ENTSO-E.

125. 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. 123.

Secțiunea 5.3 Înregistrarea datelor măsurate

126. Operatorul de sistem menține o 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.

127. Pentru fiecare punct de măsurare, baza de date conține cel puțin următoarele date:

- a) codul de identificare al punctului de măsurare;
- b) locația fizică, reprezentând nodul din SEN la care punctul de măsurare este conectat;
- c) identitatea și caracteristicile tehnice ale echipamentului de măsurare instalat în punctul de măsurare;
- d) periodicitatea de citire a datelor măsurate;
- e) tipul indicațiilor care sunt înregistrate;
- f) identitatea părții în proprietatea căreia este echipamentul de măsurare.
- g) valorile măsurate ale energiei active și reactive, pe fiecare interval de dispecerizare, colectate pe interval;
- h) valorile calculate pe baza valorilor măsurate, procesate de OS;
- i) valorile estimate și corectate sau înlocuite în cazul datelor lipsă sau greșite;
- j) valorile care sunt transferate în scopul efectuării decontării.

128. Valorile măsurate sunt păstrate în baza de date măsurate pentru o perioadă minimă de 5 (cinci) ani.

129. 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.

130. 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.

131. OS atribuie fiecărui punct de măsurare un cod de identificare [EIC] conform standardului de codificare pentru evidența punctelor de măsurare elaborat de OST.

Secțiunea 5.4 Colectarea, verificarea și validarea valorilor măsurate

Secțiunea 5.4.1 Generalități

132. Dacă nu se specifică altfel, toate valorile măsurate se vor referi la cantitatea netă de energie electrică ce a fost livrată către sau din SEN într-un punct de racordare într-un interval de dispecerizare / interval de decontare. Pentru PEE valorile măsurate se vor referi la intervalul de echilibrare.

133. Fiecare OS este responsabil pentru colectarea tuturor valorilor măsurate în teritoriul autorizat.

134. 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 5.4.2 Determinarea valorilor măsurate validate

135. 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.

136. Fiecare participant la piața angro de energie electrică care primește valori măsurate le poate contesta la OS în termenele stabilite conform prevederilor secțiunilor 5.5.7-5.5.9.

137. Dacă un participant la piața angro de energie electrică nu a transmis nici o contestație conform pct. 136 se consideră că valorile măsurate au fost validate de participantul respectiv.

138. OS verifică orice contestație în termenele prevăzute în secțiunile 5.5.7-5.5.9.

139. Valorile măsurate, inclusiv cele care au constituit 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.

Secțiunea 5.5 Comunicarea și agregarea valorilor măsurate

Secțiunea 5.5.1 Comunicarea valorilor măsurate validate

140. 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 prezentul regulament:

- 1) către OST:
 - valorile măsurate validate necesare pentru calcularea dezechilibrelor, aprobate separat pentru producătorii de energie electrică, OS și valorile agregate aprobate pentru furnizorii de energie electrică, specificate la nivel de participant al pieței energiei electrice și centrală electrică;
 - valoarea măsurată validată pentru punctele de măsurare în care respectivul OS măsoară energia livrată de centrala electrică, instalația de stocare, locuri de consum pe piața angro sau componente UFR/GFR, după caz;
- 2) către un producător de energie electrică sau proprietar de instalații de stocare, sau gestionar UFR/GFR: valoarea măsurată aprobată corespunzătoare fiecărui punct de măsurare în care respectivul OS măsoară energia livrată de către centrala electrică a producătorului de energie electrică, energia livrată/consumată de către instalația de stocare sau UFR/GFR;
- 3) către un furnizor:
 - valoarea măsurată validată corespunzătoare fiecărui punct de racordare la rețeaua electrică a 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;
 - 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, ale căror consum de energie electrică este asigurat de respectivul furnizor;
- 4) către PRE:

- valorile măsurate validate aferente participanților la piață care și-au transferat responsabilitatea echilibrării, și fac parte din respectiva PRE, și care se află pe teritoriul specificat în licența OS.

5) către OS:

- valorilor măsurate validate aferente fiecărui operator de sistem care livrează energie electrică în teritoriul specificat în licență al OS respectiv;
- valorilor măsurate validate aferente fiecărui operator de sistem care primește energie electrică din respectivul teritoriu specificat în licență

141. Pentru fiecare interval de decontare al lunii de livrare, OST transmite către PRE valorile măsurate validate aferente participanților la piață care și-au transferat responsabilitatea echilibrării și fac parte din respectiva PRE.

142. Fiecare OS transmite valorile măsurate validate corespunzătoare fiecărui punct de măsurare pentru care este responsabil, părților specificate la pct. 140, respectând termenele limită stabilite în secțiunile 5.5.7-5.5.9.

Secțiunea 5.5.2 Agregarea pe activitate de producere sau furnizare a energiei electrice

143. În baza valorilor măsurate, respectând termenele limită din secțiunile 5.5.7-5.5.9 ale prezentului Capitol, OS calculează pentru teritoriul specificat în licență pentru fiecare interval de dispecerizare:

- 1) producția agregată corespunzătoare fiecărei centrale electrice/instalații de stocare;
- 2) consumul agregat corespunzător fiecărei centrale electrice/instalații de stocare;
- 3) consumul agregat corespunzător fiecărui participant la piață, inclusiv furnizor de energie electrică.

144. Producția, respectiv consumul agregat al fiecărui producător de energie electrică/proprietar de instalație de stocare este egal cu suma tuturor valorilor măsurate și validate în punctele de racordare la SEN ale unităților de producere/instalațiilor de stocare ale respectivului producător de energie electrică din teritoriul specificat în licență al respectivului OS.

145. Consumul agregat al fiecărui furnizor de energie electrică/proprietar de instalație de stocare este egal cu suma tuturor valorilor măsurate și validate în punctele de racordare la SEN din teritoriul specificat în licență al respectivului OS ale consumatorilor finali/instalațiilor de stocare ale căror consum de energie electrică este asigurat de respectivul furnizor/proprietar de instalație de stocare.

Secțiunea 5.5.3 Agregarea pe parte responsabilă pentru echilibrare

146. OST calculează producția agregată, respectiv consumul agregat aferente fiecărei PRE, pentru fiecare interval de dispecerizare, în baza valorilor agregate validate transmise de fiecare OS, respectând termenele limită conform secțiunilor 5.5.7-5.5.9.

147. Producția agregată aferentă unei PRE este egală cu suma producției agregate, determinată conform prevederilor secțiunii 5.5.2, a tuturor centralelor electrice pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

148. Consumul agregat aferent unei PRE/grup de echilibrare este egal cu suma consumului agregat, determinat conform prevederilor secțiunii 5.5.2, al tuturor locurilor de consum/instalațiilor de stocare pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

149. Producția agregată aferentă unei PRE este egală cu suma producției agregate a tuturor centralelor electrice/instalațiilor de stocare pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

150. OST calculează producția agregată, respectiv consumul agregat aferent fiecărei PRE, pentru fiecare interval de dispecerizare, în baza valorilor agregate, validate și transmise de fiecare OS.

Secțiunea 5.5.4 Agregarea pe operator de sistem

151. 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.

152. 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) importului de energie electrică din sistemele electroenergetice a țărilor vecine, după caz.

153. 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) exportului de energie electrică spre sistemele electroenergetice din țările vecine, după caz.

Secțiunea 5.5.5 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

154. Fiecare OS calculează CPT 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 5.5.4.

155. Operatorul de sistem calculează CPT 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.

156. Pentru punctele de măsurare care au contorizare pe interval și la care este posibilă colectarea informațiilor de pe echipamentele de măsurare și transmiterea valorilor măsurate la distanță, OSD transmit OST valorile măsurate pentru fiecare interval de dispecerizare, agregate la nivel de participant la piața de energie electrică.

157. 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 CPT, 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.

158. 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.

159. Până la atribuirea energiei electrice consumate la locurile de consum fără echipament de măsurare pe interval participanților la piața de energie electrică conform valorilor măsurate, OST utilizează în calitate de valori preventive cantitățile determinate conform pct. 158.

160. În scopul determinării cotelor menționate la pct. 158, 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 în secțiunile 5.5.6-5.5.9, 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 electrică.

161. 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 CPT după cum urmează:

- 1) OS determină consumul mediu zilnic al locului de consum, în baza prevederilor Regulilor pieței energiei electrice, 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, în baza prevederilor Regulilor pieței energiei electrice, utilizând consumul mediu zilnic de energie electrică, determinat pentru fiecare ciclu de citire a 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 CPT al operatorului de sistem este considerat ca energie electrică livrată la un punct de consum virtual care nu are contorizare pe interval, determinate în baza prevederilor Regulilor pieței energiei electrice;
- 4) OS calculează cotele procentuale ale energiei electrice livrate la locurile de consum fără înregistrare pe interval și pentru consum tehnologic conform formulei:

$$c(j)_i = \frac{WE(j)_i}{\sum_j WE(j)_i}$$

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

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

$\sum WE(j)_i$ - consumul agregat de energie electrică fără înregistrare pe interval atribuit tuturor participanților la piața de energie electrică în luna de livrare.

162. 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 CPT, 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. 161. În acest sens, CPT 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. În acest sens, consumul tehnologic al OS este determinat în baza prevederilor Regulilor pieței energiei electrice;

163. Energia electrică neatribuită pe interval repartizată pe fiecare interval de dispecerizare de către OS conform pct. 162 este utilizată în procesul de determinare a poziției nete măsurate a participanților la piața de energie electrică pentru intervalele de dispecerizare din cadrul lunii de livrare și la determinarea dezechilibrelor.

Secțiunea 5.5.6 Comunicarea valorilor măsurate agregate

164. Fiecare OS transmite valorile măsurate agregate, corespunzătoare fiecărui participant la piața de energie electrică, respectând termenele limită indicate în secțiunile 5.5.7-5.5.9.

165. 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/proprietarului instalației de stocare: cantitatea produsă și consumul, agregate separat conform pct. 144;
- 2) furnizorului de energie electrică: consumul agregat de energie electrică calculat conform pct. 145, specificând fiecare loc de consum;
- 3) OST: valorile agregate validate conform secțiunilor 5.5.2 și 5.5.4.

166. Fiecare OS transmite OST CPT în rețelele electrice corespunzătoare teritoriului specificat în licență, calculat conform prevederilor secțiunii 5.5.5.

167. OST informează fiecare PRE despre valorile agregate conform prevederilor secțiunii 5.5.3 în vederea validării acestora, respectând termenele limită prevăzute în secțiunea 5.5.10.

Secțiunea 5.5.7 Termene privind comunicarea, validarea, contestarea valorilor măsurate și a valorilor agregate și pentru soluționarea contestațiilor

168. 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 5.5.6, în termen de șapte zile lucrătoare de la începutul primei luni calendaristice care urmează lunii de livrare. OST transmite către OSD, în vederea calculării consumului tehnologic și repartizării energiei electrice neînregistrate pe fiecare interval de dispecerizare, valoarea măsurată în conformitate cu Art.140 subpct. 5), în termen de 14 [paisprezece] zile lucrătoare de la începutul primei luni calendaristice care urmează lunii de livrare.

169. Participantul la piața de energie electrică care a primit valorile măsurate, respectiv agregate menționate la pct. 168, transmite către OS, în termen de două zile lucrătoare de la data primirii lor:

- 1) contestația;
- 2) confirmarea, lipsa confirmării în termen reprezintă implicit confirmare.

170. Fiecare OS trebuie să verifice și să soluționeze contestația în termen de 2 [două] zile lucrătoare de la data primirii acesteia.

171. Fiecare OS transmite participantului la piața de energie electrică menționat la pct. 168 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. 170.
172. Fiecare OS transmite către OST, valorile măsurate validate și valorile agregate validate pentru participanții la piața de energie electrică, în termenul specificat la pct. 170.

Secțiunea 5.5.8 Termene privind determinarea, comunicarea, contestarea, validarea valorilor actualizate în urma determinării consumului tehnologic și pierderile de energie electrică în rețea

173. În termen de 7 (șapte) zile lucrătoare de la începutul primei luni calendaristice care urmează lunii de livrare, OS:

- 1) determină CPT din rețeaua electrică de distribuție proprie sumar pentru luna de livrare și separat pentru fiecare interval de dispecerizare, conform mecanismului stabilit în secțiunea 5.5.5;
- 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.

174. În termen de 7 (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 CPT în rețelele electrice conform prevederilor secțiunii 5.5.5.

175. Furnizorul care a primit valoarea determinată la pct. 173 -174, transmite către OS, în termen de două zile lucrătoare de la data primirii acesteia:

- 1) contestația;
- 2) confirmarea, lipsa confirmării în termen reprezintă implicit confirmare.

176. După validare, valoarea determinată devine valoare măsurată validată.

177. OS trebuie să verifice și să soluționeze contestația în termen de 2 (două) zile lucrătoare de la data primirii acesteia.

178. OS transmite fiecărui furnizor valoarea măsurată validată corespunzătoare, în momentul în care a primit toate confirmările de validare de la furnizorii menționați la pct. 173 - 174.

179. 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. 173 -174, valoarea măsurată validată corespunzătoare acestuia.

Secțiunea 5.5.9 Termene privind comunicarea, validarea, contestarea valorilor măsurate și a valorilor agregate pe PRE și termen pentru soluționarea contestațiilor

180. OST calculează și publică valoarea măsurată agregată aferentă fiecărei PRE pe fiecare teritoriu autorizat prin licență, în termen de 3 (trei) zile lucrătoare de la data primirii valorilor măsurate validate pentru participanți la piața de energie electrică, determinate conform prevederilor secțiunilor 5.5.7 și 5.5.8, pentru luna de livrare.

181. Fiecare PRE, după verificarea valorilor prevăzute la pct. 180 transmite la OST, în termen de 2 (două) zile lucrătoare de la data primirii lor:

1) contestația;

2) confirmarea, lipsa confirmării în termen reprezintă implicit confirmare.

182. OST verifică și soluționează contestația primită în termen de 2 (două) zile lucrătoare de la data primirii acesteia și informează PRE asupra acceptării sau respingerii contestației.

183. 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 în momentul în care a primit toate confirmările de la respectiva PRE.

Capitolul VI

Reguli de calcul al dezechilibrelor PRE

Secțiunea 6.1 Prevederi generale

184. Obiectivul regulilor de calcul al dezechilibrelor din prezenta secțiune este de a stabili modul de determinare a diferențelor dintre:

- a) valorile măsurate ale producției/injecției plus valorile notificate conform contractelor ale achizițiilor, inclusiv ale importurilor și
- b) valorile măsurate ale consumului/extragerii plus valorile notificate conform contractelor aferente vânzărilor, inclusiv ale exporturilor, luând în considerare, în cazul PRE care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru CPT al unei rețele, și schimburile fizice între rețele.

185. Valorile notificate de PRE trebuie să corespundă angajamentelor contractuale pe care participanții la piață din cadrul PRE și le-au asumat înainte de intervalul de decontare ID sau ca urmare a încheierii tranzacțiilor pe PEE și/sau a celor în afara PEE, iar valori măsurate sunt considerate producția/injecția, consumul/extragerea și schimburile ce au avut loc fizic în timpul intervalului de decontare ID.

186. Dezechilibrele se determină agregat la nivelul PRE, pentru a permite compensarea financiară a dezechilibrelor individuale între membrii PRE, limitate la erorile de prognoză/evenimentele neașteptate, a abaterilor rezonabile dintre valorile măsurate și cele notificate, fără a afecta obligația ca participanții la piață să prognozeze cât mai exact consumul și producția și să depună eforturi pentru a asigura acoperirea consumului/livrarea producției prin contractare.

187. Dezechilibrul unei PRE se determină pe baza poziției nete măsurate și a poziției nete contractuale ale respectivei PRE.

188. Determinarea poziției nete contractuale notificate a fiecărei PRE se face pe baza tuturor schimburilor contractuale de energie electrică notificate ca SE stabilite cu alte PRE, inclusiv tranzacțiilor derulate prin PZU și prin PI, a celor de import și/sau export, precum și în urma tranzacțiilor FSE pe PEE și/sau pentru ofertele selectate pe PEE pentru gestionarea congestiilor, tranzacțiilor încheiate de OST în afara PEE pentru gestionarea congestiilor.

189. Transferul de energie între furnizorul unui consumator și agregatorul care tranzacționează energie pe orice piață pe seama consumatorului respectiv, este notificat ca SE între PRE corespunzătoare acestora conform prevederilor capitolului IV, și are la bază un contract negociat bilateral.

190. Determinarea poziției nete măsurate a fiecărei PRE se face pe baza tuturor livrărilor măsurate de energie electrică, din sau către SEN, sau între diferite părți ale SEN în conformitate cu valorile măsurate aprobate în punctele de măsurare corespunzătoare.

191. Calculele dezechilibrelor PRE prevăzute în cadrul prezentului capitol sunt efectuate de OST.

Secțiunea 6.2 Poziția netă contractuală a unei PRE

192. Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca schimburi contractuale:

- SE nete cu alte PRE, cuprinse în notificările fizice aprobate;
- importurile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OST și cuprinse în notificările fizice ale PRE;
- exporturile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OST și cuprinse în notificările fizice ale PRE;
- cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru creștere de putere în PEE, de către un FSE;
- cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru reducere de putere în PEE, de către un FSE;
- cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru creștere de putere, pentru gestionarea congestiilor de către un FSE/participant la piață care a primit activări ale unităților de producție pentru gestionarea congestiilor;
- cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru reducere de putere, pentru managementul congestiilor de către un FSE/participant la piață care a primit activări ale unităților de producție pentru gestionarea congestiilor.
- cantitățile totale de energie de echilibrare realizate în procesul de stabilizare a frecvenței pentru creștere de putere în PEE, de către un FSE;
- cantitățile totale de energie de echilibrare realizate în procesul de stabilizare a frecvenței pentru reducere de putere în PEE, de către un FSE.

193. Pentru fiecare PRE, OST determină, separat pentru fiecare ID poziția netă contractuală PNC a unei PRE, prin formula:

$$PNC = (\sum SE_{livr} - \sum SE_{prim}) + (\sum EX - \sum IM) + (\sum E_{ech}^{cres} - \sum E_{ech}^{red}) + (\sum E_{RSF}^{cres} - \sum E_{RSF}^{red}) + (\sum E_{Con}^{cres} - \sum E_{Con}^{red})$$

unde:

- PNC reprezintă poziția netă contractuală a PRE;
- SE_{livr} reprezintă schimburile nete de energie electrică pe care PRE le-a notificat ca vânzări către o altă PRE;
- SE_{prim} reprezintă schimburile nete de energie electrică pe care PRE le-a notificat ca achiziții de la o altă PRE;
- $\sum E_{ech}^{cres} / \sum E_{ech}^{red}$ reprezintă cantitățile totale de energie de echilibrare angajată la creștere/la reducere de putere în PEE de către FSE pentru care PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării;
- $\sum E_{RSF}^{cres} / \sum E_{RSF}^{red}$ reprezintă cantitățile totale de energie activată în procesul de stabilizare a frecvenței calculată conform clauzelor și condițiilor pentru FSE;
- $\sum E_{Con}^{cres} / \sum E_{Con}^{red}$ reprezintă cantitățile totale de energie activată pentru gestionarea congestiilor rezultată din activarea unor oferte din PEE la care se adaugă cantitățile totale de energie activată rezultate din activarea în afara PEE;
- EX reprezintă exporturile cuprinse în NF ale PRE;

– *IM* reprezintă importurile cuprinse în NF ale PRE;

194. Pentru calculul poziției nete contractuale notificate, energia totală vândută sau achiziționată într-un ID este considerată ca fiind livrată la putere constantă pe parcursul întregului ID.

195. Cantitățile contractate aferente fiecărui ID sunt exprimate în MWh, cu 3 zecimale.

Secțiunea 6.3 Poziția netă măsurată a unei PRE

196. Livrările măsurate sunt definite ca fiind livrările de energie electrică ce au fost măsurate într-un punct de măsurare între SEN și un utilizator de sistem, într-un punct de delimitare între o rețea electrică a unui OS și rețeaua electrică a unui alt OS sau între SEN și rețeaua unui OS din alt stat.

197. Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca livrări măsurate:

- a) producția netă, reprezentând energia electrică ce este livrată în rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN de o centrală electrică sau instalație de stocare;
- b) consumul net, reprezentând energia electrică pe care un consumator sau o instalație de stocare o preia din rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN în respectivul loc de consum sau de respectiva instalația de stocare;
- c) schimburile dintre rețelele electrice aparținând a doi operatori de rețea diferiți, utilizate pentru determinarea CPT al rețelelor electrice de transport/distribuție;
- d) exporturile realizate din SEN către alte țări;
- e) importurile realizate din alte țări către SEN.

198. Poziția netă măsurată a unei PRE, alta decât PRE a unui OS sau PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru un OSD, este determinată după cum urmează:

- a) producția netă însumată din centralele electrice și instalațiile de stocare pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării, minus
- b) consumul net însumat de instalațiile de stocare și locurile de consum ale consumatorilor pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării; în situația în care consumul la un loc de consum este asigurat de mai mulți furnizori, incluși în PRE diferite, pentru PRE care nu și-a asumat responsabilitatea echilibrării se consideră valoarea zero pentru consumul măsurat.

199. Consumul net se determină pe baza livrărilor măsurate, considerate distinct în conformitate cu prevederile pct. 197 lit. b), pentru fiecare PRE din care face parte participantul la piață.

200. Pentru calculul pozițiilor nete măsurate, energia totală livrată sau primită într-un ID este considerată ca fiind livrată la o putere constantă pe parcursul întregului ID.

201. Livrările măsurate aferente fiecărui ID sunt exprimate în MWh, cu 3 zecimale.

202. Poziția netă măsurată a unei PRE înregistrată de un OS pentru administrarea diferențelor dintre cantitatea de energie electrică achiziționată pentru acoperirea CPT al rețelei electrice și CPT realizat se va considera drept consum net, și anume la nivelul CPT al rețelei electrice din zona de responsabilitate a OS, determinat ca fiind diferența dintre cantitatea totală de energie electrică intrată în rețeaua electrică a OS respectiv în punctele de măsurare și cantitatea totală de energie electrică livrată din rețeaua electrică respectivă în punctele de măsurare, pe baza valorilor măsurate aprobate corespunzătoare următoarelor cantități de energie electrică:

- a) energia electrică primită fizic de la alți OS, aceasta incluzând, dacă este cazul, și importurile, plus
- b) producția netă a tuturor centralelor electrice care sunt conectate la rețeaua electrică a OS respectiv, minus
- c) energia electrică livrată fizic către alți OS, aceasta incluzând, dacă este cazul, și exporturile, minus

- d) consumul net al tuturor consumatorilor și instalațiilor de stocare care sunt conectați la rețeaua electrică a OS respectiv.

203. În situația în care nu toate punctele de măsurare dintr-o zonă de licență sunt dotate cu echipamente de măsurare cu rezoluție la nivel de ID, pentru determinarea CPT în rețelele electrice în zona de licență corespunzătoare și repartizarea acestuia în fiecare ID, precum și pentru determinarea consumului net al consumatorilor care nu sunt dotați cu echipamente de măsurare cu rezoluție la nivel de ID, OS în cauză utilizează prevederile descrise în secțiunea 5.5.5.

204. CPT al rețelei electrice, precum și consumurile nete ale consumatorilor care nu sunt dotați cu echipamente de măsurare cu rezoluție la nivel de ID, sunt considerate valori măsurate aprobate.

205. La determinarea poziției nete măsurate a unei PRE care a preluat responsabilitatea echilibrării pentru administrarea CPT al unui OS, consumul include și consumul net aferent CPT al rețelei electrice respective.

Secțiunea 6.4 Dezechilibrul unei PRE

206. Dezechilibrul unei PRE este dezechilibrul respectivei PRE în fiecare ID și reprezintă soldul dezechilibrelor individuale ale participanților la piață înregistrați în calitate de PRE și ale participanților pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

207. Dezechilibrul unei PRE se determină separat pentru fiecare PRE j și pentru fiecare ID $_i$, ca diferență între poziția netă măsurată a unei PRE și poziția netă contractuală a respectivei PRE:

$$DezPRE_{i,j} = PNM_{i,j} - PNC_{i,j}$$

Secțiunea 6.5 Dezechilibrul SEN

208. Dezechilibrul SEN pe fiecare interval de decontare ID $_i$ în vederea realizării decontării dezechilibrelor PRE se determină de OST prin următoarea formulă:

$$DezSEN_i = SN_i - AR_i + BEx_i$$

unde:

- $DezSEN_i$ reprezintă dezechilibrul SEN. Dacă $DezSEN_i > 0$ înseamnă că SEN se află în excedent, iar dacă $DezSEN_i < 0$ înseamnă că SEN se află în deficit;
- SN_i reprezintă volumul schimburilor neintenționate cu sistemul electroenergetic Europa Continentală interconectat pentru intervalul de decontare ID $_i$;
- BEx_i reprezintă schimburile OST-OST efectuate de OST pentru echilibrare, inclusiv rezultate din platformele europene dedicate conform legislației europene și naționale în vigoare pentru procesul de echilibrare, inclusiv schimburile rezultate din contractele bilaterale cu părțile externe interconectate în caz de avarie. Pentru export valoarea este pozitivă, iar pentru import valoarea este negativă. $BEx_i > 0$ înseamnă că OST are un surplus de energie de echilibrare față de energia de echilibrare necesară, iar $BEx_i < 0$ înseamnă că OST are un deficit de energie de echilibrare față de energia de echilibrare necesară;
- AR_i reprezintă volumul net de energie livrat pentru echilibrarea [din produsele standard RI, RRFm și RRFa și alte produse specifice] sistemului și managementul congestiilor, în zona proprie de control a energiei de reglaj. $AR_i > 0$ înseamnă reglaj net de creștere de putere, iar $AR_i < 0$ înseamnă reglaj net de reducere de putere. AR_i se determină cu următoarea formulă:

$$AR_i = \sum q_{i,j}^{Livrat} - IN_i - k \cdot \Delta f_i$$

unde:

- $\sum q_{i,j}^{Livrat}$ – suma algebrică a volumelor nete livrate de fiecare UFR/GFR (j), activate pe PEE sau în afara PEE, în zona proprie de control a energiei, în interval de decontare ID_i ; volumul net de energie livrată la creștere de putere în zona proprie de control a energiei de reglaj se consideră cu semn pozitiv și volumul net de energie livrată la reducere de putere în zona proprie de control a energiei de reglaj se consideră cu semn negativ;
- IN_i – volumul schimburilor planificate de energie ca urmare a procesului de compensare a dezechilibrelor stabilit pe platforma europeană dedicată; pentru export valoarea schimburilor se consideră pozitivă, iar pentru import valoarea schimburilor se consideră negativă (Imbalance Netting);
- $k\Delta f_i$ – volumul schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în zona sincronă Europa Continentală; pentru export valoarea schimburilor se consideră pozitivă, iar pentru import valoarea schimburilor se consideră negativă, în intervalul de decontare respectiv (estimarea RSF).

209. Volumul net de energie livrat $q_{i,j}^{Livrat}$ de o/un UFR/GFR, centrală electrică/instalație de stocare activată pe PEE, sau în afara PEE, în zona proprie de control a energiei de reglaj se determină de OST pentru fiecare interval de decontare ID_i astfel:

$$q_{i,j}^{Livrat} = \begin{cases} \begin{cases} \min(\sum VC_{i,j}, M_{i,j} - NF_{i,j}), \min(\sum VC_{i,j}, M_{i,j} - NF_{i,j}) > 0 \\ 0, \min(\sum VC_{i,j}, M_{i,j} - NF_{i,j}) \leq 0 \end{cases} & , \sum VC_{i,j} > 0 \\ \begin{cases} \max(\sum VC_{i,j}, M_{i,j} - NF_{i,j}), \max(\sum VC_{i,j}, M_{i,j} - NF_{i,j}) < 0 \\ 0, \max(\sum VC_{i,j}, M_{i,j} - NF_{i,j}) \geq 0 \end{cases} & , \sum VC_{i,j} < 0 \\ 0, \sum VC_{i,j} = 0 \end{cases}$$

unde:

- $\sum VC_{i,j}$ reprezintă suma tuturor volumelor contractate pentru respectiva UFR/GFR, centrală electrică/instalație de stocare j, pentru furnizarea creșterii, respectiv reducerii de putere în zona proprie de control a energiei de reglaj;
- $M_{i,j}$ reprezintă valoarea măsurată pentru fiecare UFR/GFR, centrală electrică/instalație de stocare j, pentru care FSE/participant la piață care a primit activări pentru managementul congestiilor, a încheiat una sau mai multe tranzacții angajate în intervalul de decontare ID_i ;
- $NF_{i,j}$ reprezintă volumul programat (notificarea de producție programată) a fiecărui UFR/GFR, centrală electrică/instalație de stocare j, pentru care FSE/participant la piață care a primit activări pentru managementul congestiilor a încheiat una sau mai multe tranzacții angajate în intervalul de decontare ID_i respectiv.

210. Dezechilibrul SEN în vederea publicării de către OST, cel târziu la 30 de minute după încheierea intervalului de decontare ID_i se estimează pe baza volumelor de energie de echilibrare contractate în intervalul de decontare ID_i cu considerarea valorii estimate a volumului schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței și a schimburilor neintenționate.

211. OST determină dezechilibrul SEN și publică cel târziu la 30 de minute după încheierea intervalului de decontare ID_i valoarea și semnul dezechilibrului estimat al SEN. Obligația de publicare poate fi îndeplinită prin indicarea explicită pe site web oficial a unei legături la o site web unde aceste informații sunt publicate.

212. OST determină și publică valoarea finală a dezechilibrului SEN pentru fiecare interval de decontare, al unei luni de livrare, după validarea valorilor măsurate/însurate ale producției și consumului de energie electrică aferente fiecărei PRE.

213. Volumul schimburilor neintenționate cu sistemul electroenergetic Europa Continentală interconectat este determinat, a doua zi lucrătoare după ziua de livrare, pentru fiecare interval de decontare al acestei zile, inclusiv de către platforma europeană dedicată acestui tip de schimburi – FSKAR, prin următoarea formulă:

$$SN_i = MV_i - SV_i$$

unde:

- MV_i reprezintă suma valorilor măsurate pentru liniile de interconexiune stabilită conform convențiilor bilaterale de decontare cu OST vecini pentru fiecare interval de decontare ID_i al zilei de livrare; pentru export valoarea este pozitivă, pentru import valoarea este negativă;
- SV_i reprezintă soldul schimburilor programate/planificate pentru liniile de interconexiune inclusiv schimburile de energie de echilibrare. Pentru export valoarea este pozitivă, pentru import valoarea este negativă. SV_i este egal cu suma algebrică dintre:
 - a. volumul schimburilor planificate de energie din rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală, volum rezultat din tranzacționarea produsului RRFm pe platforma europeană dedicată și raportat în datele contabile dintre OST și celelalte OST din alte țări;
 - b. volumul schimburilor planificate de energie din rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare automată, volum rezultat din tranzacționarea produsului RRFa pe platforma europeană dedicată și raportat în datele contabile dintre OST și celelalte OST din alte țări;
 - c. volumul schimburilor planificate de energie ca urmare a compensării dezechilibrelor stabilite pe platforma europeană dedicată și raportat în datele contabile dintre OST și celelalte OST din alte țări;
 - d. volumul schimburilor planificate de energie ca urmare a stabilizării frecvenței;
 - e. volumul schimburilor planificate de energie ca urmare a perioadei de variație a soldului;
 - f. volumul schimburilor planificate de energie ca urmare a acordurilor bilaterale sau multilaterale care nu sunt acoperite de punctele anterioare.

214. OST publică pe site web oficial volumul de energie aferent schimburilor neintenționate și prețul rezultat pentru acesta în fiecare interval de decontare a lunii de livrare.

215. OST utilizează datele privind volumul de energie și costul/venitul aferent volumelor schimburilor planificate, volumul de energie aferent schimburilor planificate precum și ale schimburilor OST-OST pentru fiecare interval de decontare al lunii de livrare, în moneda națională a Republicii Moldova la cursul de schimb oficial publicat de Banca Națională a Moldovei.

Secțiunea 6.7 Determinarea costurilor, respectiv veniturilor rezultate din echilibrarea SEN

216. OST determină costurile, respectiv veniturile din energia electrică activată pentru echilibrarea SEN.

217. OST determină costurile pentru echilibrarea SEN, separat pentru fiecare interval de decontare ID_i din luna de livrare, prin următoarea formulă:

$$C_{EchSEN,i} = \sum (q_{i,j}^C * p_{i,j}^C) + C_{IN,i}^{imp} + C_{SN,i} + C_{SPF,i} + C_{EA,i}$$

unde:

- $C_{EchSEN,i}$ reprezintă costurile pentru echilibrarea SEN în intervalul de decontare ID_i , utilizate sub această denumire și în cazurile în care au valoare negativă;
- $q_{i,j}^C$ reprezintă cantitatea de energie de echilibrare corespunzătoare tranzacției angajate j pentru furnizarea creșterii de putere în intervalul de decontare ID_i , pentru echilibrarea SEN din produsele pentru restabilirea frecvenței, de înlocuire și alte produse specifice pe PEE; $q_{i,j}^C$ va fi considerată ca valoare pozitivă exprimată în MWh, cu 3 zecimale;
- $p_{i,j}^C$ reprezintă prețul aferent tranzacției angajate j pentru furnizarea creșterii de putere în interval de decontare ID_i ;
- $C_{IN,i}^{imp}$ reprezintă costurile rezultate conform procesului de compensare a dezechilibrelor, în interval de decontare ID_i , exprimate în lei cu 2 zecimale;
- $C_{SN,i}$ reprezintă costurile cu schimburile neintenționate, în interval de decontare ID_i , exprimate în lei cu 2 zecimale;
- $C_{SPF,i}$ reprezintă costurile pentru schimburile de energie ca urmare a stabilizării frecvenței în ID_i , exprimate în lei cu 2 zecimale.
- $C_{EA,i}$ reprezintă costurile pentru energie electrică de urgență/avarie, în conformitate cu contracte încheiate de OST cu OST-urile altor state.

218. OST determină veniturile rezultate din echilibrarea SEN, separat pentru fiecare interval de decontare ID_i din luna de livrare, prin următoarea formulă:

$$V_{EchSEN,i} = \sum (q_{i,j}^R * p_{i,j}^R) + V_{IN,i}^{exp} + V_{SN,i} + V_{SPF}$$

unde:

- $V_{EchSEN,i}$ reprezintă veniturile rezultate din echilibrarea SEN în intervalul de decontare ID_i , utilizate sub această denumire și în cazurile în care au valoare negativă;
- $q_{i,j}^R$ reprezintă cantitatea de energie de echilibrare corespunzătoare tranzacției angajate j pentru furnizarea reducerii de putere în ID_i , pentru echilibrarea SEN din produsele pentru restabilirea frecvenței, de înlocuire și alte produse specifice pe PEE;
- $p_{i,j}^R$ reprezintă prețul aferent tranzacției angajate j pentru furnizarea reducerii de putere în ID_i ;
- $V_{IN,i}^{exp}$ reprezintă veniturile rezultate conform procesului de compensare a dezechilibrelor, în ID_i , transmise de OST, exprimate în lei cu 2 zecimale;
- $V_{SN,i}$ reprezintă veniturile cu schimburile neintenționate, în ID_i , exprimate în lei cu 2 zecimale;
- V_{SPF} reprezintă veniturile rezultate din schimburile de energie ca urmare a stabilizării frecvenței în ID_i .

Secțiunea 6.8 Determinarea prețurilor inițiale de dezechilibru pozitiv și negativ

219. OST determină prețul inițial de dezechilibru pozitiv P_{pos0_i} și prețul inițial de dezechilibru negativ P_{neg_i} pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare interval de decontare ID_i , prin următoarele formule:

$$P_{pos0_i} = \begin{cases} \frac{\sum (q_{i,j}^R * p_{i,j}^R)}{\sum q_{i,j}^R}, & \sum q_{i,j}^R \neq 0 \\ V_{oAA_i}^R, & \sum q_{i,j}^R = 0 \end{cases}$$

$$Pneg0_i = \begin{cases} \frac{\sum (q_{i,j}^C * p_{i,j}^C)}{\sum q_{i,j}^C}, & \sum q_{i,j}^C \neq 0 \\ VoAA_i^C, & \sum q_{i,j}^C = 0 \end{cases}$$

unde:

- $q_{i,j}^C$, $p_{i,j}^C$ reprezintă cantitatea, respectiv prețul energiei activate pentru echilibrarea SEN, corespunzătoare tranzacției angajate j pentru furnizarea creșterii de putere în intervalul de decontare ID_i ;
- $q_{i,j}^R$, $p_{i,j}^R$ reprezintă cantitatea, respectiv prețul energiei activate pentru echilibrarea SEN, corespunzătoare tranzacției angajate j pentru furnizarea reducerii de putere în intervalul de decontare ID_i ;
- $VoAA_i^C$ reprezintă valoarea activării evitate la creștere în intervalul de decontare ID_i ;
- $VoAA_i^R$ reprezintă valoarea activării evitate la reducere în intervalul de decontare ID_i ;

[3] Condițiile prevăzute la alineatul [2] se estimează pe baza volumelor de energie de echilibrare contractate în intervalul de decontare ID_i , cu considerarea valorii estimate a volumului schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței și a schimburilor neintenționate și a valorii estimate a consumului în intervalul de decontare ID_i .

220. Valorile activărilor evitate la creștere $VoAA_i^C$ și la reducere $VoAA_i^R$ se determină după cum urmează:

$$VoAA_i^R = \begin{cases} \max\{p_{i,j}^{OR}\}, \{p_{i,j}^{OR}\} \neq \{\} \\ k^R * PIP_i, \sum DezPREex_{i,j} = 0 \\ \frac{V_{EchSEN,i} - C_{EchSEN,i}}{\sum DezPREex_{i,j}}, \sum DezPREex_{i,j} \neq 0, \{p_{i,j}^{OR}\} = \{\} \end{cases}$$

$$VoAA_i^C = \begin{cases} \min\{p_{i,j}^{OC}\}, \{p_{i,j}^{OC}\} \neq \{\} \\ k^C * PIP_i, \sum DezPREdef_{i,j} = 0 \\ \frac{C_{EchSEN,i} - V_{EchSEN,i}}{\sum DezPREdef_{i,j}}, \sum DezPREdef_{i,j} \neq 0, \{p_{i,j}^{OC}\} = \{\} \end{cases}$$

unde:

- $\{p_{i,j}^{OR}\}$ reprezintă mulțimea prețurilor din ofertele pentru furnizarea reducerii de putere în intervalul de decontare ID_i ;
- $\{p_{i,j}^{OC}\}$ reprezintă mulțimea prețurilor din ofertele pentru furnizarea creșterii de putere în intervalul de decontare ID_i ;
- k^C reprezintă coeficientul de estimare a prețului pentru energie de echilibrare la creștere [$k^C=2.0$];
- k^R reprezintă coeficientul de estimare a prețului pentru energie de echilibrare la reducere [$k^R=0.2$];
- PIP_i reprezintă prețul de închidere a pieței pe ziua următoare pentru intervalul de decontare ID_i din ziua de livrare.

Pentru determinarea și publicarea operativă a prețului inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE, pentru fiecare interval de decontare ID în care nu a fost selectată energia de echilibrare pentru creștere

de putere sau pentru reducere de putere, OST determină valorile activărilor evitate la creștere $VoAA_i^C$ și la reducere $VoAA_i^R$, după cum urmează:

$$VoAA_i^R = \begin{cases} \max\{p_{i,j}^{OR}\}, & \{p_{i,j}^{OR}\} \neq \{\} \\ k^R * PIP_i, & \{p_{i,j}^{OR}\} = \{\}, \end{cases}$$

$$VoAA_i^C = \begin{cases} \min\{p_{i,j}^{OC}\}, & \{p_{i,j}^{OC}\} \neq \{\} \\ k^C * PIP_i, & \{p_{i,j}^{OC}\} = \{\} \end{cases}$$

Secțiunea 6.9 Determinarea prețului unic de dezechilibru

221. OST determină prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare interval de decontare, după cum urmează:

- dacă într-un interval de decontare a fost activată numai energia de echilibrare pentru creștere de putere atunci prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE din intervalul de decontare respectiv va fi egal cu prețul inițial de dezechilibru negativ $Pneg0_i$;
- dacă într-un interval de decontare a fost activată numai energia de echilibrare pentru reducere de putere, atunci prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE din intervalul de decontare respectiv va fi egal cu prețul inițial de dezechilibru pozitiv $Ppos0_i$;
- dacă într-un interval de decontare a fost activată energia de echilibrare și pentru creștere de putere și pentru reducere de putere, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE se va stabili în funcție de direcția dezechilibrului SEN astfel:
 - în cazul în care sistemul a fost în deficit, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu prețul inițial de dezechilibru negativ $Pneg0_i$;
 - în cazul în care sistemul a fost în excedent, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu prețul inițial de dezechilibru pozitiv $Ppos0_i$.
- în cazul în care într-un interval de decontare nu a fost activată energia de echilibrare nici pentru creștere de putere și nici pentru reducere de putere, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE se va stabili în funcție de direcția dezechilibrului SEN astfel:
 - în cazul în care sistemul a fost în deficit, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu prețul inițial de dezechilibru negativ $Pneg0_i$;
 - în cazul în care sistemul a fost în excedent, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu prețul inițial de dezechilibru pozitiv $Ppos0_i$.

$$Pdez0_i = \begin{cases} Pneg0_i, \sum q_{i,j}^C \neq 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R = 0 \\ Ppos0_i, \sum q_{i,j}^C = 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R \neq 0 \\ \begin{cases} Pneg0_i, DezSEN_i < 0 \\ Ppos0_i, DezSEN_i > 0 \end{cases}, \sum q_{i,j}^C \neq 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R \neq 0 \\ \begin{cases} Pneg0_i, DezSEN_i < 0 \\ Ppos0_i, DezSEN_i > 0 \end{cases}, \sum q_{i,j}^C = 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R = 0 \end{cases}$$

unde:

- $q_{i,j}^C$ reprezintă cantitatea energiei activate pentru echilibrarea SEN, corespunzătoare tranzacției angajate j pentru furnizarea creșterii de putere în intervalul de decontare ID_i ;
- $q_{i,j}^R$ reprezintă cantitatea energiei activate pentru echilibrarea SEN, corespunzătoare tranzacției angajate j pentru furnizarea reducerii de putere în intervalul de decontare ID_i ;

- $DezSEN_i$ reprezintă dezechilibrul sistemului în intervalul de decontare ID_i ;
- $Pneg0_i$ reprezintă prețul inițial de dezechilibru negativ în intervalul de decontare ID_i ;
- $Ppos0_i$ reprezintă prețul inițial de dezechilibru pozitiv în intervalul de decontare ID_i ;

OST publică operativ prețul inițial unic în conformitate cu prevederile legii cu privire la energia electrică și regulile pieței energiei electrice.

222. Pentru fiecare interval de decontare ID_i din luna de livrare OST determină componenta inițială de neutralitate financiară a OST cu următoarea formulă:

$$Cfn0_i = \frac{V_{EchSEN,i} - C_{EchSEN,i}}{-(|\sum DezPREdef_{i,j}| - |\sum DezPREex_{i,j}|)} - Pdez0_i$$

unde:

- $V_{EchSEN,i}$ reprezintă veniturile pentru echilibrarea SEN în intervalul de decontare ID_i ;
- $C_{EchSEN,i}$ reprezintă costurile pentru echilibrarea SEN în intervalul de decontare ID_i ;
- $\sum DezPREdef_{i,j}$, $\sum DezPREex_{i,j}$ reprezintă suma dezechilibrelor negative (în deficit), respectiv pozitive (în excedent) ale PRE j în fiecare interval de decontare ID_i al lunii de livrare.

223. Pentru fiecare interval de decontare ID_i din luna de livrare OST determină componenta de deficiență [scarcity] cu următoarea formulă:

$$Cs_i = \begin{cases} PIP_i \cdot \frac{(DezSEN_i - 0.8 \cdot FRRDim^C)}{FRRDim^C}, & DezSEN_i < -0.8 \cdot FRRDim^C \\ -PIP_i \cdot \frac{(DezSEN_i - 0.8 \cdot FRRDim^R)}{FRRDim^R}, & DezSEN_i > 0.8 \cdot FRRDim^R \\ 0, & DezSEN_i \geq -0.8 \cdot FRRDim^C \text{ si } DezSEN_i \leq 0.8 \cdot FRRDim^R \end{cases}$$

unde:

- PIP_i reprezintă prețul de închidere a pieței pe ziua următoare pentru intervalul de decontare ID_i din ziua de livrare;
- $FRRDim^C$ reprezintă valoare de dimensionare a rezervei de restabilire a frecvenței pe direcția creșterii de putere;
- $FRRDim^R$ reprezintă valoare de dimensionare a rezervei de restabilire a frecvenței pe direcția reducerii de putere;
- $DezSEN_i$ reprezintă dezechilibrul sistemului în interval de decontare ID_i .

224. Pentru fiecare interval de decontare ID_i din luna de livrare OST determină componenta finală de neutralitate financiară a OST cu următoarea formulă:

$$Cfn_i = \begin{cases} \begin{cases} Cfn0_i, (Pdez0_i + Cfn0_i + Cs_i) \geq Pdez0_i \\ -Cs_i, (Pdez0_i + Cfn0_i + Cs_i) < Pdez0_i \end{cases}, & DezSEN_i < 0 \\ \begin{cases} Cfn0_i, (Pdez0_i + Cfn0_i + Cs_i) \leq Pdez0_i \\ -Cs_i, (Pdez0_i + Cfn0_i + Cs_i) > Pdez0_i \end{cases}, & DezSEN_i > 0 \end{cases}$$

225. OST determină prețul unic de dezechilibru $Pdez_i$ pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare interval de decontare, după cum urmează:

$$Pdez_i = Pdez0_i + Cfn_i + Cs_i$$

OST publică prețul unic de dezechilibru, componenta de neutralitate financiară și componenta de deficiență, în conformitate cu prevederile legii cu privire la energia electrică și regulile pieței energiei electrice.

226. ANRE poate stabili o limită de preț pozitiv și o limită de preț negativ pentru prețul de dezechilibru. În cazul în care limitele respective au fost stabilite de ANRE și în intervalele de decontare în care prețul de dezechilibru va depăși limitele stabilite de ANRE, OST va limita prețul de dezechilibru la valorile limite stabilite. Valoarea limită pentru preț pozitiv nu poate fi mai mică decât valoarea limită pentru ofertele la creștere pe piața energiei de echilibrare, iar valoarea limită pentru preț negativ nu poate fi mai mare decât valoarea limită pentru ofertele la reducere pe piața energiei de echilibrare.

Capitolul VII

Reguli pentru decontarea dezechilibrelor PRE

Secțiunea 7.1 Principii generale

227. Regulile pentru decontarea dezechilibrelor PRE din prezentul capitol asigură un cadru pentru decontarea dezechilibrelor PRE și stabilirea obligațiilor de plată și a drepturilor de încasare rezultate conform prevederilor prezentului regulament, între o PRE și OST.

228. Pentru a facilita un proces de decontare ordonat, transparent și nediscriminatoriu, prezentul capitol creează în plus cadrul pentru:

- a) stabilirea unui program de determinare, de punere la dispoziția părților și de confirmare/contestare a informațiilor necesare în vederea facturării și decontării dezechilibrelor PRE;
- b) efectuarea calculului pentru stabilirea drepturilor de încasare și a obligațiilor de plată aferente dezechilibrelor PRE;
- c) punerea la dispoziția părților a informațiilor privind obligațiile de plată a acestora, respectiv drepturile de încasare a acestora;
- d) facturarea și efectuarea plăților;
- e) stabilirea și utilizarea garanțiilor;
- f) măsuri în cazuri de neîndeplinire a obligațiilor.

229. OST este responsabil pentru calculul de decontare și emiterea notelor de decontare lunară pentru PRE.

230. OST și PRE achită în termenele prevăzute în prezentul regulament obligațiile de plată reciproce prevăzute în notele de decontare lunară, în baza facturilor corespunzătoare acestora.

231. În scopul îndeplinirii obligațiilor sale conform prezentului capitol, OST deschide un cont de echilibrare la o bancă de decontare de pe teritoriul Republicii Moldova, utilizat pentru plățile aferente dezechilibrelor. Contul de echilibrare este același cu cel deschis de OST conform prevederilor Clauzelor și condițiilor pentru FSE drept cont bancar pentru echilibrare pentru încasările și plățile aferente tranzacțiilor încheiate pe PEE.

232. PRE trebuie să asigure solvabilitatea conturilor bancare proprii la datele scadente ale facturilor, prevăzute în prezentul capitol.

233. Conturile bancare sunt deschise în MDL.

Secțiunea 7.2 Decontarea dezechilibrelor PRE

234. OST efectuează calculele pentru decontarea dezechilibrelor PRE în fiecare lună calendaristică, după primirea valorilor măsurate/însumate ale producției și consumului de energie electrică.

235. OST verifică corectitudinea decontării prin verificarea închiderii bilanțului energiei electrice, corespunzătoare volumelor contractate pentru echilibrarea SEN și ale volumelor contractate pentru echilibrarea altor sisteme europene conform prevederilor clauzelor și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare, cu dezechilibrele PRE, cu volumul schimburilor neintenționate, cu volumul schimburilor planificate de energie. În situația în care OST constată o neînchidere a bilanțului solicită tuturor părților implicate verificarea datelor astfel încât eroarea să fie eliminată în cadrul procesului de decontare ce utilizează valorile măsurate aprobate, volumul de energie al schimburilor neintenționate și volumul de energie al schimburilor planificate.

236. Pentru fiecare interval de decontare ID al lunii de livrare și pentru fiecare PRE, valoarea obligațiilor de plată /a drepturilor de încasat corespunzătoare dezechilibrelor înregistrate de fiecare PRE se calculează prin următoarea formulă:

$$DI_{i,j} \text{ sau } OP_{i,j} = DezPRE_{i,j} \times Pdez_i$$

unde:

- $DI_{i,j}$, $OP_{i,j}$ reprezintă valoarea drepturilor de încasat sau a obligațiilor de plată a PRE j în intervalul de decontare ID_i ;
- $DezPRE_{i,j}$ reprezintă dezechilibrul unei PRE j calculat pentru fiecare PRE în fiecare interval de decontare ID_i al lunii de livrare;
- $Pdez_i$ reprezintă prețul unic de dezechilibru în intervalul de decontare ID_i .

237. Separat, pentru fiecare lună de livrare și pentru fiecare PRE, OST determină separat valoarea sumelor drepturilor lunare de încasat și obligațiilor lunare de plată corespunzătoare dezechilibrelor înregistrate de fiecare PRE, ca suma drepturilor de încasare și suma obligațiilor de plată.

238. La calcularea valorii obligațiilor de plată/a drepturilor de încasat se va ține cont, după cum urmează:

- a) dacă prețul unic de dezechilibru este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul unic de dezechilibru.
- b) dacă prețul unic de dezechilibru este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul unic de dezechilibru.
- c) dacă prețul unic de dezechilibru este negativ și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul unic de dezechilibru.
- d) dacă prețul unic de dezechilibru este negativ și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul unic de dezechilibru.

239. OST întocmește pentru fiecare PRE o notă de decontare lunară, care conține următoarele informații:

- a) dezechilibrul pozitiv sau negativ al respectivei PRE, pentru fiecare ID din luna de livrare;
- b) prețul unic de dezechilibru rezultat pentru fiecare ID din luna de livrare;
- c) obligațiile de plată și drepturile de încasare ale respectivei PRE pentru fiecare ID din luna de livrare;
- d) valoarea drepturilor lunare de încasare și valoarea obligațiilor lunare de plată.

240. OST pune la dispoziția PRE corespunzătoare notele de decontare lunară a dezechilibrelor, prin publicarea lor pe platforma informatică dedicată (sau prin transmiterea directă conform prevederilor

contractului de echilibrare], în termen de 3 (trei) zile lucrătoare de la validarea valorilor măsurate/agregate ale producției și consumului de energie electrică aferente fiecărei PRE.

241. OST transmite eventuale note de decontare corectate în perioada de contestare ale acestora.

242. Ulterior transmiterii notelor de decontare și finalizării termenului de contestare, OST va transmite către fiecare PRE o notificare prin care anunță finalizarea operației[lor] de calcul a dezechilibrelor și stabilirii notelor de decontare, și prin care confirmă posibilitatea emiterii facturilor.

243. Facturile sunt emise de OST, respectiv PRE, în baza notelor de decontare lunare finale, în prima zi lucrătoare care urmează transmiterii notificării de către OST conform pct. 242.

244. Facturile trebuie să fie achitate în termen de 7 (șapte) zile lucrătoare de la data emiterii. Plățile se vor considera efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate din/în contul bancar al OST. În cazul neachitării plăților în termenul indicat în factură, OST va aplica prevederile contractului de echilibrare.

245. În cazul în care ulterior emiterii facturii pentru dezechilibre din motive obiective se constată necesitatea modificării prețului pentru dezechilibre, dezechilibrului sau costurilor/veniturilor suplimentare, OST va lua în considerare acest fapt în procesul de facturare pentru luna următoare, fără a modifica facturile emise și înaintate participanților pieței. Recalcularea se va realiza la sfârșitul fiecărui trimestru.

Secțiunea 7.3 Repartizarea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea SEN

246. Costul sau venitul suplimentar lunar provenit din echilibrarea sistemului este egal cu:

- 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, minus;
- 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, plus;
- costul OST din drepturile de încasare pentru dezechilibrele PRE, minus;
- venitul OST din obligațiile de plată pentru dezechilibrele PRE, minus dacă este venit / plus dacă este cost;
- venitul/costul OST de la participanții la PEE și PRE ca urmare a aplicării penalităților, și plus dacă este cost / minus dacă este venit;
- costul / minus venitul pentru managementul congestiilor, minus;
- veniturile din aplicarea componentei de deficiență.

247. Veniturile din aplicarea componentei de deficiență V_s se vor utiliza de OST la compensarea costurilor OST pe piața serviciilor de sistem pentru achiziționarea produselor de capacitate de rezervă pentru echilibrarea sistemului sau în scopuri tarifare în cazul unei decizii a ANRE. Veniturile din aplicarea componentei de deficiență se determină după cum urmează:

$$V_s = \sum_i \left| \sum_j DezPRE_{i,j} \right| \cdot Cs_i$$

unde:

- $DezPRE_{i,j}$ reprezintă dezechilibrul unei PRE j calculat pentru fiecare PRE în fiecare interval de decontare ID_i al lunii de livrare;

- Cs_i reprezintă componenta de deficiență determinată pentru intervalul de decontare ID_i al lunii de livrare.

248. În cazul în care valoarea rezultată din pct. 247 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.

249. ANRE stabilește cota din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic care este reținută de către OST. Valoarea rămasă " S_{res} " din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic este numită „valoare suplimentară” și este alocată tuturor PRE. Aceasta se calculează după cum urmează:

$$S_{res} = RP * (1 - q_{OTS})$$

unde:

- RP - costul sau venitul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului, determinat conform prevederilor pct. 247;
- q_{OTS} - cota din costul sau venitul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului care se reține de către OST.

250. Venitul suplimentar, respectiv costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului care revine lunar fiecărei PRE, se determină pe baza aportului acestuia în fiecare ID la reducerea dezechilibrului SEN, respectiv la agravarea dezechilibrului SEN. Valoarea repartizată fiecărei PRE se determină astfel:

$$S_i = \left(\frac{C_{tot,i}}{\sum_{i=1}^n C_{tot,i}} \right) \cdot S_{res}$$

unde:

- S_i reprezintă valoarea repartizată către PRE_i din venitul/ costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului;
- n reprezintă numărul total al PRE;
- S_{res} reprezintă valoarea rămasă din costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului;
- $C_{tot,i}$ reprezintă contribuția la dezechilibrul sistemului electroenergetic a PRE_i , în luna de livrare, determinată, după caz, astfel:
 - a) pentru luna de livrare pentru care se înregistrează venit suplimentar din echilibrarea sistemului:

$$C_{tot,j} = \sum_{i=1}^s DezNeg_j^i + \sum_{i=1}^s DezPoz_j^i,$$

unde:

- $DezPRE_{neg,j}^i$ este dezechilibrul negativ (în valoare absolută) al PRE_i în ID_i în care $DezSEN_i > 0$ și 0 [zero] în ID_i în care $DezSEN_i < 0$,
 - $DezPRE_{poz,j}^i$ este dezechilibrul pozitiv al PRE_i în ID_i în care $DezSEN_i < 0$ și 0 [zero] în ID_i în care $DezSEN_i > 0$;
 - s reprezintă numărul de ID al lunii de livrare.
- b) pentru luna de livrare pentru care se înregistrează cost suplimentar din echilibrarea sistemului se utilizează formula:

$$C_{tot,j} = \sum_{i=1}^s DezNeg_j^i + \sum_{i=1}^s DezPoz_j^i,$$

unde:

- $DezPRE_{neg,j}^i$ este dezechilibrul negativ (în valoare absolută) al PRE_i în ID_i în care $DezSEN_i < 0$ și 0 [zero] în ID_i în care $DezSEN_i > 0$,
- $DezPRE_{poz,j}^i$ este dezechilibrul pozitiv al PRE_i în ID_i în care $DezSEN_i > 0$ și 0 [zero] în ID_i în care $DezSEN_i < 0$;
- s reprezintă numărul de ID al lunii de livrare.

251. După calculul s_i , OST calculează costul sau venitul suplimentar final, prin adăugarea, după caz, a taxelor aferente la valoarea determinată în conformitate cu pct. 248. Dreptul de încasare al OST este egal cu costul suplimentar final, iar dreptul de încasare al PRE este egal cu venitul suplimentar final.

252. OST include în nota lunară de decontare a dezechilibrelor PRE valorile pentru decontarea redistribuirii veniturilor/costurilor suplimentare, după cum urmează:

- a) valoarea totală a drepturilor de încasare sau a obligațiilor de plată, după caz, rezultate din redistribuirea costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului, pentru luna respectivă, precum și
- b) suma dezechilibrelor negative ale respectivei PRE constatate în toate ID în care dezechilibrul sistemului a fost pozitiv, în situația în care în luna respectivă s-a înregistrat venit suplimentar,
- c) suma dezechilibrelor pozitive ale respectivei PRE constatate în toate ID în care dezechilibrul sistemului a fost negativ, în situația în care în luna respectivă s-a înregistrat venit suplimentar,
- d) suma dezechilibrelor negative ale respectivei PRE constatate în toate ID în care dezechilibrul sistemului a fost negativ, în situația în care în luna respectivă s-a înregistrat cost suplimentar și
- e) suma dezechilibrelor pozitive ale respectivei PRE constatate în toate ID în care dezechilibrul sistemului a fost pozitiv, în situația în care în luna respectivă s-a înregistrat cost suplimentar.

253. OST emite o factură către fiecare PRE, pentru dreptul său de încasare, calculat conform prevederilor prezentei secțiuni, în prima zi lucrătoare care urmează zilei în care a fost transmisă fiecărei PRE notificarea conform pct. 242.

254. Fiecare PRE emite o factură către OST pentru dreptul său de încasare, calculat conform prevederilor prezentei secțiuni, în prima zi lucrătoare care urmează zilei în care a fost transmisă fiecărei PRE notificarea conform pct. 242.

255. Plățile se consideră efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate în contul bancar de echilibrare deschis de OST.

Secțiunea 7.4 Efectuarea plăților pentru dezechilibrele PRE, utilizarea garanțiilor și penalități de întârziere

256. Fiecare parte care primește o factură trebuie să o plătească până la data scadentă, indiferent dacă există sau nu o dispută în legătură cu sumele corespunzătoare.

257. Orice participant la piață înregistrat în calitate de PRE, precum și OST, plătește o penalizare celeilalte părți în oricare din următoarele cazuri:

- a) dacă participantul la piață sau OST nu a achitat sumele datorate până la data limită de plată;
- b) dacă participantul la piață sau OST trebuie să efectueze o plată corespunzătoare soluționării unei dispute din care au rezultat plăți întârziate;
- c) dacă participantul la piață sau OST trebuie să efectueze o plată corespunzătoare soluționării unei dispute pentru care sumele care fac obiectul disputei au fost achitate la timp de cealaltă parte, dar au fost contestate în mod justificat de aceasta.

258. În cazurile din pct. 257 subpct. a) și b), 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. Quantumul 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. În cazul din pct. 257 subpct. c), 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. Quantumul 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 7.5 Contestații la notele de decontare

259. Fiecare PRE este în drept să solicite oricând la OST informații privind notele de decontare lunare PRE emise de OST. După primirea unei astfel de solicitări, OST transmite PRE informațiile solicitate în maximum 3 (trei) zile lucrătoare.

260. Dacă o notă de decontare este incorectă, aceasta poate fi contestată.

261. Orice contestație trebuie să fie transmisă de partea interesată printr-o notificare scrisă. Notificarea trebuie să precizeze în mod clar perioada de timp vizată, cum ar fi ziua de livrare, interval de decontare ID, data emiterii notei de decontare, elementul contestat, motivul contestării, valoarea contestată și va fi însoțită de orice probă disponibilă care poate să vină în susținerea contestației.

262. [1] Orice parte implicată poate contesta o notă de decontare emisă conform prezentului regulament într-un termen de maximum 5 (cinci) zile lucrătoare de la data la care nota contestată a fost transmisă de OST.

[2] Dacă o parte interesată a făcut o contestație la nota elaborată în baza valorilor măsurate, care nu s-a modificat în ceea ce o privește după stabilirea valorilor măsurate aprobate, aceasta nu poate depune o nouă contestație având același obiect.

263. Dacă o parte implicată nu a transmis nicio contestație în legătură cu o notă de decontare emisă conform prezentului regulament în termenul prevăzut la pct. 262, se consideră că nota respectivă a fost acceptată.

264. OST analizează orice contestație primită, nu mai târziu de 6 zile lucrătoare de la data primirii acesteia și emite decizia finală, împreună cu motivarea acesteia. În cazul apariției unei situații atipice OST poate solicita punctul de vedere al ANRE.

265. OST poate solicita părților implicate informații suplimentare la etapa verificării notei de decontare contestate. Dacă informațiile suplimentare solicitate nu sunt furnizate de partea implicată, OST este în drept să respingă contestația respectivă.

266. OST informează părțile implicate în legătură cu rezultatul verificărilor efectuate. Dacă o notă contestată a fost incorectă, OST reface calculele și pune la dispoziția tuturor părților implicate o notă corectată.

267. Dacă OST constată existența unei informații eronate într-o notă de decontare pusă la dispoziție conform prezentului regulament, acesta reface calculele și pune la dispoziția tuturor părților implicate în

cel mai scurt timp posibil o notă corectată, dar nu mai târziu de 11 zile lucrătoare de la data emiterii notei de decontare respective.

268. În cazul constatării, ulterior termenelor prevăzute la pct. 262 sau pct. 267, a unor erori în procesul de decontare, determinate de greșeli de agregare a datelor, întreruperi în funcționarea sistemelor informatice ale operatorilor implicați, erori de măsurare a schimburilor între rețele sau a notificării unor schimburi de energie electrică neconforme cu tranzacțiile încheiate anterior orei de închidere a porților pe PEE, acesta poate solicita corectarea decontării în termen de 6 luni de la emiterea notei de decontare respective. În acest scop, participantul trebuie să solicite în scris OST corectarea, prezentând argumentele și dovezile necesare.

Capitolul VIII

Dispoziții finale

269. OST publică prezentul regulament pe site web oficial.

270. OST va dezvolta și implementa un sistem informațional care va realiza decontarea dezechilibrelor PRE conform prevederilor prezentului regulament.

271. Regulile privind decontarea dezechilibrelor PRE în cazul de suspendare a activităților de piață și modul de acțiune al OST în acest caz sunt incluse în regulile privind suspendarea și restabilirea activităților de piață.

272. OST elaborează, consultă public și publică pe site web oficial procedurile prevăzute în prezentul regulament în termen de 6 luni după aprobarea prezentului regulament de către ANRE.