



Republica Moldova

Agencia Națională pentru Reglementare în Energetică  
ANRE

str. Alexandr Pușkin 52/A, MD 2005 Chișinău, Tel: 022 823 955, [anre@anre.md](mailto:anre@anre.md), <http://www.anre.md>

## CONSILIUL DE ADMINISTRAȚIE

**HOTĂRÂRE nr. 853**

din 29 decembrie 2025

mun. Chișinău

**cu privire la aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile pentru echilibrare**

În temeiul prevederilor art. 39 alin. (9) și (13) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2025, nr. 437-440, art. 598), și a notei de fundamentare elaborată de Departamentul energie electrică și regenerabilă, Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

### HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare *(se anexează)*.
2. Se aprobă Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile pentru echilibrare *(se anexează)*.
3. Prezenta Hotărâre se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, pe pagina web oficială a Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică și pe pagina web oficială a Î.S. „Moldelectrica”.
4. Prezenta Hotărâre intră în vigoare la **1 iunie 2026**.

Alexei TARAN  
Director general

Constantin BOROSAN  
Director

Eugen CARPOV  
Director

Violina ȘPAC  
Director

Alexandru URSU  
Director

**Regulamentul privind clauzele și  
condițiile  
pentru furnizorii de servicii de  
echilibrare**

## Capitolul I

### Dispoziții generale

1. Prezentul regulament are drept scop stabilirea regulilor pentru achiziția și utilizarea capacității de echilibrare și a energiei electrice necesare pentru echilibrarea sistemului electroenergetic național în timp real, precum și pentru realizarea decontărilor și efectuarea plăților pentru tranzacțiile corespunzătoare.

Obiectivele prezentului regulament constau în stabilirea clauzelor și condițiilor aplicabile Operatorului Sistemului de Transport și furnizorilor de servicii de echilibrare pentru:

- a) asigurarea funcționării eficiente a pieței serviciilor de echilibrare, creșterea eficienței echilibrării prin folosirea platformelor comune a piețelor de echilibrare europene;
- b) integrarea piețelor de echilibrare și promovarea posibilităților de realizare a schimburilor de servicii de echilibrare, contribuind totodată la siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic național;
- c) operarea și dezvoltarea eficientă, pe termen lung, a sistemului de transport al energiei electrice;
- d) asigurarea achiziției de servicii de echilibrare prin mecanisme echitabile, obiective, transparente și bazate pe mecanisme de piață, evitarea barierelor nejustificate în calea intrării pe piață a noilor participanți și promovarea lichidității pieței de echilibrare, prevenind în același timp distorsiunile nejustificate din cadrul pieței interne de energie electrică;
- e) facilitarea participării la echilibrarea sistemului electroenergetic a locurilor de consum, inclusiv a instalațiilor de agregare și de stocare a energiei, garantând totodată că acestea concurează cu alte servicii de echilibrare în condiții echitabile și dacă este necesar, acționează independent atunci când deservesc un singur loc de consum;
- f) facilitarea includerii în piața angro de energie electrică a surselor de energie regenerabilă și sprijinirea atingerii

obiectivelor privind dezvoltarea producției de energie din surse regenerabile.

- g) stabilirea regulilor pentru gestionarea congestiilor, inclusiv a celor pentru decontare.

## **Capitolul II**

### **Abrevieri și definiții**

2. În sensul prezentului Regulament, abrevierile abrevierile de mai jos au următoarele semnificații:

- a) ANRE - Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică a Republicii Moldova;
- b) Clauze și condiții pentru PRE - Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea;
- c) DD - declarație de disponibilitate;
- d) EMS-SCADA - Sistemul SCADA al Operatorului Sistemului de Transport (Energy Management System - Supervisory Control and Data Acquisition);
- e) ENTSO-E - Rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem pentru energie electrică;
- f) FSE - furnizor de servicii de echilibrare;
- g) GFR - grup de furnizare a rezervelor;
- h) ID - interval de decontare, care corespunde intervalului de dispecerizare;
- i) IE - interval de echilibrare;
- j) OSD - Operatorul Sistemului de Distribuție;
- k) OST - Operatorul Sistemului de Transport;
- l) PEE - piața energiei de echilibrare;
- m) PSS - piața serviciilor de sistem;
- n) PI - piața intrazilnică;
- o) PRE - parte responsabilă pentru echilibrare;
- p) RI - rezerve de înlocuire;
- q) RRF - rezerve pentru restabilirea frecvenței;
- r) RRFa - rezerve pentru restabilirea frecvenței activate în mod automat;

- s) RRFm - rezerve pentru restabilirea frecvenței activate în mod manual;
- t) RSF - rezerve pentru stabilizarea frecvenței;
- u) SEN - sistemul electroenergetic național;
- v) UFR - unitate de furnizare a rezervelor.

3. În sensul prezentului regulament, termenii și expresiile folosite au semnificațiile definite în:

- a) Legea nr. 164 din 26.06.2025 cu privire la energia electrică;
- b) Hotărârea ANRE nr. 299 din 26.06.2017 cu privire la prezentarea către ENTSO-E a informațiilor despre piața energiei electrice a Republicii Moldova și publicarea acestora;
- c) Hotărârea ANRE nr. 423 din 22.11.2019 cu privire la aprobarea Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice;
- d) Hotărârea ANRE nr. 642 din 04.11.2025 cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind echilibrarea sistemului electroenergetic;
- e) Hotărârea ANRE nr. 641 din 04.11.2025 cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor;
- f) Hotărârea ANRE nr. 643 din 04.11.2025 cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- g) Hotărârea ANRE nr. 644 din 04.11.2025 cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind operarea sistemului de transport;
- h) Hotărârea ANRE nr. 645 din 04.11.2025 cu privire la aprobarea Codului de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic.

4. În sensul specific prezentului regulament, termenii și expresiile de mai jos au următoarele semnificații:

- a) bancă de decontare - bancă comercială la care FSE/OST și-a deschis contul din/în care se achită obligațiile de plată/drepturile de încasare fixate în notele de informare pentru decontare emise de OST;

- b) consum net - energia pe care un consumator de energie electrică o preia din rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN;
- c) declarație de disponibilitate - documentul transmis de FSE la OST specificând disponibilitatea UFR/GFR pe care le exploatează;
- d) Contract de participare la piața energiei electrice de echilibrare - contract cadru, care prevede drepturile și responsabilitățile reciproce dintre OST și FSE pe piața energiei electrice de echilibrare, elaborat de OST în urma unui proces de consultare publică și aprobat de către ANRE;
- e) lună de livrare - luna în care are loc livrarea efectivă/consumul energiei de echilibrare;
- f) marcă de timp - informația în formă electronică atașată în mod unic unei oferte, care certifică faptul că aceasta a fost primită de către OST la un moment de timp bine determinat;
- g) notă de decontare lunară pe PEE - nota de decontare întocmită de OST, pentru fiecare FSE, în care sunt prezentate atât toate obligațiile de plată, cât și drepturile de încasare care trebuie plătite, respectiv încasate prin intermediul conturilor bancare deschise de fiecare FSE;
- h) notă de decontare lunară pe PSS - nota de decontare întocmită de OST, pentru fiecare FSE, în care sunt prezentate toate obligațiile de plată, care trebuie plătite prin intermediul conturilor bancare deschise de fiecare FSE și care sintetizează tranzacțiile angajate ale FSE pe PSS în fiecare lună calendaristică;
- i) ofertă de energie de echilibrare - angajamentul ferm transmis de FSE pentru furnizarea energiei de echilibrare corespunzătoare creșterii de putere/reducerii de putere, în condițiile acceptării de către OST a prețului solicitat în ordinea de merit comună/ordinea de merit locală;
- j) oră de închidere a porții pentru energia de echilibrare - momentul în care nu mai este permisă transmiterea sau actualizarea unei oferte de energie de echilibrare de către FSE pentru un produs standard;
- k) ordine de merit - ordonarea după preț a perechilor preț-cantitate din ofertele de energie de echilibrare validate, stabilită și

- utilizată de OST, pentru determinarea perechilor preț-cantitate care vor fi acceptate pentru furnizarea energiei de echilibrare;
- l) ordine de merit comună - ordinea de merit formată din ofertele transmise de OST în platformele informatice dedicate piețelor Europene de echilibrare;
  - m) platforme europene - platforme pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală și automată constituite în conformitate cu pct. 87 și 88 din Liniiile directoare privind echilibrarea sistemului electroenergetic;
  - n) Procedura de calificare tehnică - Procedura de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem;
  - o) reglaj necesar - volumul de energie de echilibrare de care OST are nevoie pentru a asigura echilibrul SEN într-un interval de decontare dat;
  - p) responsabilitatea echilibrării - responsabilitatea fiecărui participant la piața de echilibrare față de OST pentru menținerea echilibrului între valorile realizate și contractate ale producției, consumului și schimburilor de energie electrică proprii, după caz, precum și pentru suportarea financiară a eventualelor dezechilibre;
  - q) rezerve - suma capacitaților de putere ale UFR/GFR puse de FSE la dispoziția OST pentru procesul de echilibrare a sistemelor energetice, începând de la nivelul garantat în cazul în care un OST a contractat în avans servicii de echilibrare cu UFR/GFR conform reglementărilor referitoare la achiziția acestora până la nivelul rezultat în urma notificărilor de program ale UFR/GFR;
  - r) situație de nefuncționare - situație în care nu pot fi utilizate sistemele informatice, informaționale și de comunicații ale pieței angro (incapacitatea totală sau parțială de funcționare sau altă defecțiune a acestora);
  - s) transfer de capacitate pentru echilibrare - transferul de capacitate pentru echilibrare de la un FSE care a contractat inițial capacitatea pentru echilibrare către un alt FSE;

- t) tranzacție - angajament ferm între două părți pentru transferul comercial de energie electrică, în conformitate cu prezentul regulament.

### **Capitolul III**

#### **Regulile PEE**

##### **Secțiunea 3.1 Reguli generale de funcționare a PEE**

5. OST aplică modelul de autodispecerizare pentru a determina programele de producere și de consum.
6. Pentru a putea participa la piața de echilibrare un FSE trebuie să se califice în prealabil.
7. OST stabilește, în urma unui proces de consultare publică, conținutul contractului cadru de participare la piața energiei electrice de echilibrare, care cuprinde drepturile și responsabilitățile reciproce ale OST și FSE. Contractul cadru de participare la piața energiei electrice de echilibrare este publicat de OST pe site web oficial.
8. Tranzacțiile încheiate pe PEE stabilesc obligația respectivului FSE de a furniza serviciul corespunzător unui anumit tip de produs standard de rezerve pentru echilibrare către OST, în conformitate cu specificațiile din oferta de energie de echilibrare și din dispozițiile de dispecer emise de OST. Tranzacțiile sunt specifice unui anumit ID.
9. Energia de echilibrare poate fi folosită pentru:
- a) creșterea de putere, care poate fi furnizată prin creșterea producției unei/unui UFR/GFR sau prin reducerea consumului unei/unui UFR/GFR;
  - b) reducerea de putere, care poate fi furnizată prin reducerea producției unei/unui UFR/GFR sau creșterea consumului unei/unui UFR/GFR.

Energia de echilibrare tranzacționată pe PEE se livrează fizic în ziua de livrare:

- a) în punctele de racordare unde o UFR sau un GFR sunt racordate la SEN;

b) în momentele pentru care au fost emise dispozițiile de dispecer de către OST, acestea trebuind să fie situate în ID/IE specificat în oferta acceptată.

10. OST monitorizează îndeplinirea de către FSE a cerințelor stabilite în prezentul regulament privind clauzele și condițiile privind echilibrarea, în cadrul zonei sale de programare.

11. Furnizorii de RSF care sunt calificați tehnic de către OST numai pentru RSF, conform prevederilor procedurii de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem, nu sunt obligați să se înregistreze în calitate de FSE la PEE.

### **Secțiunea 3.2 Etapele calificării FSE**

#### **Subsecțiunea 3.2.1 Prevederi generale**

12. Procesul de calificare a unui FSE cuprinde două etape:

- a) Calificarea tehnică, realizată conform procedurii de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem aprobate de ANRE;
- b) Înregistrarea pe PEE, prin semnarea contractului de participare la piața energiei electrice de echilibrare.

#### **Subsecțiunea 3.2.2 Calificarea tehnică a FSE**

13. În calitate de FSE pot activa întreprinderi electroenergetice care dețin locuri de consum, centrale electrice și/sau unități de stocare a energiei, precum și agregatorii.

14. Pentru a deveni FSE, în conformitate cu prevederile pct. 66 din Liniile directoare privind echilibrarea sistemului electroenergetic este necesar ca o/un UFR/GFR să finalizeze cu succes procesul de calificare tehnică.

15. Procesul de calificare tehnică respectă prevederile din Partea a patra, Titlul VI Secțiunea 3 și Secțiunea 6 din Liniile directoare privind operarea sistemului de transport și este realizat în conformitate cu procedura de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem prevăzută la pct. 12 lit. a).

16. Fiecare UFR/GFR trebuie să obțină calificarea tehnică pentru cel puțin un produs standard. Tipurile de produse standard sunt stabilite de comun acord de către toți OST participanți la piețele europene de

energie de echilibrare și de capacitate de echilibrare pentru RRFm și RRFa și RI și aprobate de către ANRE.

17. Datele și informațiile pe care solicitantul le transmite la OST în scopul evaluării capacității de furnizare a serviciilor de echilibrare, respectă prevederile pct. 573 din Liniile directoare privind echilibrarea sistemului electroenergetic și sunt detaliate în procedura de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem prevăzută la pct. 12 lit. a).

### **Subsecțiunea 3.2.3 Înregistrarea pe PEE**

18. După obținerea calificării tehnice, înregistrarea pe piața de echilibrare se realizează prin semnarea contractului cadru de participare la piața energiei electrice de echilibrare de către deținătorul UFR/GFR.

19. Fiecare FSE este responsabil pentru respectarea angajamentelor pe PEE, conform reglementărilor aplicabile și prevederilor contractului cadru de participare la piața energiei electrice de echilibrare.

20. Solicitanțul înaintează o cerere scrisă către OST care conține un formular completat corespunzător, este însoțită de documentația de suport relevantă și trebuie să fie semnată de reprezentantul legal al solicitantului.

21. Conținutul și formatul formularului prevăzut la pct. 20, precum și modul de transmitere și verificare a acestuia este prevăzut în procedura de înregistrare, retragere și revocare a unui participant la piața de echilibrare. OST publică procedura respectivă pe site web oficial.

22. FSE care au semnat contractul de participare la piața energiei electrice de echilibrare sunt înregistrați în calitate de participanți la piața energiei electrice de echilibrare în Registrul participanților la PEE, care este întocmit și actualizat de către OST.

23. Fiecare FSE are dreptul să consulte informațiile din Registrul participanților la PEE care îl vizează și să solicite corectarea oricărei inexactități constatate.

24. Un FSE se poate retrage din proprie inițiativă de pe PEE, printr-o înștiințare scrisă, semnată de un reprezentant legal al FSE. Această

înștiințare trebuie transmisă OST cu cel puțin o lună înainte de data estimată pentru retragere a înregistrării FSE.

**25.** OST poate revoca înregistrarea unui FSE în oricare din următoarele cazuri:

- a) dacă FSE nu mai îndeplinește la un moment dat una sau mai multe din condițiile necesare pentru înregistrarea ca FSE;
- b) dacă FSE nu respectă prevederile contractului cadru de participare la piața energiei electrice de echilibrare;
- c) la solicitarea ANRE, în situația în care FSE nu respectă în mod repetat prevederile prezentului Capitol, fapte constatate de ANRE.

**26.** În cazul în care FSE se retrage de pe PEE conform prevederilor pct. 24 sau în cazul revocării înregistrării FSE de către OST conform prevederilor pct. 25:

- a) FSE efectuează toate plățile datorate către OST în conformitate cu prevederile referitoare la decontarea pe PEE din prezentul regulament;
- b) OST efectuează toate plățile către FSE datorate pentru perioada anterioară retragerii/revocării FSE;
- c) OST anulează înregistrarea acestuia în Registrul participanților la PEE, cu informarea respectivă a FSE.

**27.** Procedura prevăzută la pct. 21 cuprinde toate informațiile necesare revocării sau retragerii FSE de pe PEE, instrucțiuni detaliate, inclusiv termenele maxime stabilite pentru plățile prevăzute la pct. 26.

### **Secțiunea 3.3 Datele și informațiile transmise de către FSE în timpul funcționării PEE**

#### **Subsecțiunea 3.3.1 Transmiterea DD pentru UFR/GFR**

**28.** Toți FSE care au în exploatare UFR/GFR trebuie să transmită DD corespunzătoare la OST.

**29.** DD pentru o UFR/GFR în ziua D trebuie să fie transmisă la OST cel mai devreme cu 10 de zile înainte de ziua D și cel mai târziu până la ora 16:30 a zilei D-1 și poate fi actualizată în orice moment anterior ID vizat.

#### **Subsecțiunea 3.3.2 Formatul și conținutul DD pentru UFR/GFR**

**30.** DD conține cel puțin următoarele informații:

- a) puterea disponibilă a fiecărei/fiecărui UFR/GFR pentru fiecare ID din fiecare zi de livrare;
- b) motivații și detalii (inclusiv numărul cererii aprobate de dispecer) privind reducerile de disponibilitate ale fiecărei/fiecărui UFR/GFR, urmare a oricărei opriri accidentale sau opriri planificate pentru mentenanță, repunerii în exploatare înainte de termenul aprobat, etc. UFR/GFR care produc energie electrică din energie eoliană sau solară respectiv UFR/GFR formate din unități consumatoare, unități de stocare a energiei sau orice fel de agregare dintre acestea, sunt exceptate de la furnizarea motivațiilor.

#### **Subsecțiunea 3.3.3 Verificarea și acceptarea DD pentru UFR/GFR**

31. Verificarea formei și conținutului DD se face automat de către sistemul informatic al pieței de echilibrare, iar confirmarea este transmisă emitentului de către OST într-un format standard, pe aceeași cale prin care a fost recepționată.

32. DD sunt accesibile pentru vizualizare prin intermediul sistemului informatic al pieței de echilibrare.

#### **Subsecțiunea 3.3.4 Modificarea DD pentru UFR/GFR în timpul zilei de livrare**

33. FSE este responsabil pentru informarea OST despre modificarea rezervelor de echilibrare pentru fiecare ID al zilei de livrare.

34. FSE poate modifica DD, în orice moment al zilei de livrare, pentru ID-urile următoare celui în care se operează modificarea.

#### **Secțiunea 3.4 Monitorizarea modului de furnizare a serviciilor de echilibrare**

35. OST monitorizează modul în care, fiecare FSE în parte, furnizează serviciile de echilibrare pentru fiecare serviciu de echilibrare în parte, astfel:

- a) la etapa de calificare tehnică pentru furnizarea serviciului de echilibrare de către FSE, OST compară datele obținute prin teste cu performanțele FSE pentru fiecare rezervă în parte, definită ca produs standard, conform modului prevăzut în pct. 55, 57 și 60.

b) în cadrul procesului de monitorizare OST evaluează periodic performanțele FSE.

36. În vederea monitorizării modului de furnizare a serviciilor de echilibrare de către un FSE calificat, OST elaborează și publică procedura privind monitorizarea respectării caracteristicilor tehnice ale produselor standard în procesul de furnizare a serviciilor de echilibrare de către FSE. Procedura este supusă unui proces de consultare publică și se publică pe site web oficial a OST.

#### **Capitolul IV**

#### **Achiziția de energie de echilibrare pe PEE**

##### **Secțiunea 4.1 Ofertarea pe PEE**

37. Fiecare FSE care deține un contract pentru furnizarea capacității pentru echilibrare, transmite către OST ofertele de energie de echilibrare aferente capacității de echilibrare determinate în conformitate cu prevederile Capitolului VII.

38. Fiecare FSE are dreptul de a transmite către OST ofertele de energie aferente capacității de echilibrare care nu este contractată cu OST.

39. FSE atribuie ofertele de energie de echilibrare numai pentru PRE din care face parte, conform prevederilor Clauzelor și condițiilor pentru PRE respectiv în cazul unui agregator ce preia rolul de FSE pentru GFR cu puncte de măsurare în mai multe PRE, acesta ajustând poziția netă contractuală între respectivele PRE prin notificări ulterioare ID de livrare.

40. În situațiile în care siguranța în funcționare a SEN o impun dacă OST identifică necesitatea unor oferte de energie de echilibrare suplimentare după ora de închidere a porții pentru piața intrazilnică, pentru un anumit ID, acesta poate transmite o solicitare către FSE de a oferi energia aferentă capacității de echilibrare neutilizată. În aceste cazuri, FSE pot oferta pe piața de echilibrare toată energia de echilibrare rămasă disponibilă, pe fiecare sens, pentru ID/IE considerat.

41. FSE poate transmite oferte de preț separat pe fiecare UFR/GFR pentru energia de echilibrare în următoarele condiții:

a) pentru fiecare tip de produs standard de RI, RRFm sau RRFa:

- (i) oferte de energie de echilibrare pentru creștere de putere;
  - (ii) oferte de energie de echilibrare pentru reducere de putere;
- b) începând cu o săptămână înaintea zilei de livrare și până la ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare corespunzătoare fiecărui tip de produs standard, conform procedurii privind conținutul și formatul cadru al ofertelor pentru energia de echilibrare pentru produsele standard.
- 42.** Ofertele pot fi oricând modificate sau anulate înaintea orei de închidere a porții pentru energia de echilibrare. Orice modificare stabilește o nouă ofertă de energie de echilibrare, anulând automat oferta care a fost validată anterior pentru același ID.
- 43.** Ofertele sunt transmise în format electronic, prin mijloacele de comunicare prevăzute de OST.
- 44.** Oferta se consideră transmisă oficial la momentul intrării în sistemul informatic al pieței de echilibrare. Ora transmiterii este exprimată prin marca de timp.
- 45.** Imediat ce o nouă ofertă a intrat în sistemul informatic al pieței de echilibrare, OST confirmă respectivului FSE primirea acesteia. Această confirmare conține numărul de înregistrare și ora la care această ofertă a intrat în sistemul informatic al pieței de echilibrare.
- 46.** Dacă un FSE nu primește de la OST, într-un interval de 5 minute de la transmiterea unei noi oferte de energie de echilibrare, confirmarea de primire a respectivei oferte, FSE trebuie să contacteze imediat OST.
- 47.** OST elaborează și publică pe site web oficial procedura privind conținutul și formatul cadru al ofertelor pentru energie de echilibrare pentru produsele standard precum și modul de transmitere a ofertelor/raportarea volumelor indisponibile. Procedura este supusă unui proces de consultare publică.
- 48.** Prețurile ofertelor de energie de echilibrare pot fi numere pozitive, zero sau negative, cu două zecimale și sunt exprimate în MDL/MWh.

49. În momentul primirii ofertelor, OST verifică dacă cantitatea ofertată pentru un anumit produs standard din oferta unei/unui UFR/GFR nu depășește valoarea pentru care UFR/GFR a fost calificată tehnic.

50. OST poate marca ca indisponibile pentru tranzacționare ofertele a căror activare/inactivare conduce la congestii interne.

51. În cazul în care ofertele a căror activare poate conduce la o congestie internă aparțin mai multor UFR/GFR dintr-o anumită zonă a SEN, aceste oferte se marchează ca indisponibile în ordinea de merit.

52. OST tratează nediscriminatoriu toate ofertele de energie de echilibrare primite. După ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare, toate ofertele de energie de echilibrare pentru produsele standard de RRFm și RRFa sunt transmise de către OST către platformele europene, în vederea optimizării activării ofertelor de energie de echilibrare în liste cu ordine de merit comune la nivel european.

53. În cazul în care se utilizează sistemul informatic al pieței de echilibrare al OST sau în situația în care platformele europene nu funcționează pentru o perioadă limitată, ofertele de energie de echilibrare aferente produselor standard de RRFm și de RRFa vor fi activate de către OST în ordinea de merit la nivel local.

54. Orice activare parțială sau totală a unei oferte de energie de echilibrare din listele cu ordine de merit comune la nivel european/local constituie o tranzacție/contract între respectivul FSE și OST.

55. Fiecare ofertă de energie de echilibrare pentru produsul standard de RI trebuie să respecte caracteristicile statice prevăzute în Tabelul nr. 1:

Tabelul nr. 1 - Caracteristicile statice și valorile lor pentru oferta de energie de echilibrare pentru produsul standard de RI

| Mod de activare                 | Planificat cu activare manuală |
|---------------------------------|--------------------------------|
| Perioada de pregătire           | Între 0 și 30 min              |
| Perioada de variație a sarcinii | Între 0 și 30 min              |
| Timpul de activare completă     | 30 min                         |

|                                      |                   |
|--------------------------------------|-------------------|
| Durata minimă a perioadei de livrare | 15 min            |
| Durata maximă a perioadei de livrare | 30 min            |
| Perioada de dezactivare              | Între 0 și 30 min |
| Cantitate minimă                     | 1 MW              |
| Cantitate maximă                     | 9999 MW           |
| Rezoluție de preț                    | 0,01 MDL/MWh      |

56. Caracteristicile variabile ale ofertei de energie de echilibrare pentru produsul standard de RI care urmează să fie determinate de FSE, în timpul calificării tehnice sau la transmiterea ofertei RI trebuie să includă:

a) parametrii definiți în Tabelul nr. 2:

Tabelul nr. 2 - Parametrii caracteristicilor variabile ale ofertei de energie de echilibrare pentru produsul standard de RI

|                          |                                                                                                                                                                       |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Prețul                   | Pozitiv, zero sau negativ, în MDL/MWh                                                                                                                                 |
| Locație                  | Republica Moldova                                                                                                                                                     |
| Divizibilitate           | Sunt permise oferte divizibile cu o granularitate la activare de 1 MW. Sunt permise oferte indivizibile care să reprezinte puterea minimă tehnică a unei/unui UFR/GFR |
| Perioada de valabilitate | Definită de către FSE                                                                                                                                                 |

(b) volumul ofertei;

(c) direcția ofertei: energie de echilibrare pozitivă (creștere de putere)/negativă (reducere de putere);

57. Fiecare ofertă de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFm trebuie să respecte următoarele caracteristici statice definite în Tabelul nr. 3:

Tabelul nr. 3 - Caracteristicile statice și valorile lor pentru oferta de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFm

|                                                     |                                                                                                                                                                                                |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Mod de activare                                     | Manual                                                                                                                                                                                         |
| Tip de activare                                     | Direct sau programat                                                                                                                                                                           |
| Timpul de activare completă                         | 12,5 min                                                                                                                                                                                       |
| Cantitatea minimă                                   | 1 MW                                                                                                                                                                                           |
| Granularitatea ofertei                              | 1 MW                                                                                                                                                                                           |
| Cantitatea maximă                                   | 9999 MW                                                                                                                                                                                        |
| Durata minimă de livrare a cantității maxime cerute | 5 minute                                                                                                                                                                                       |
| Rezoluție de preț                                   | 0,01 MDL/MWh                                                                                                                                                                                   |
| Perioada de valabilitate                            | 0 activare programată poate avea loc doar la momentul activării programate.<br>0 activare directă poate avea loc la orice moment în timpul celor 15 minute după momentul activării programate. |

58. Livrarea energiei de echilibrare pentru produsul standard de RRFm din oferta activată direct include și următorul ID al celui la care face referire oferta.

59. Caracteristicile variabile ale ofertei de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFm care urmează să fie stabilite de FSE, în timpul calificării tehnice sau la transmiterea ofertei RRFm, trebuie să includă:

a) parametrii definiți în Tabelul nr. 4:

Tabelul nr. 4 - Parametrii caracteristicilor variabile ale ofertei de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFm

|                                                     |                                                                                                                                                                              |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Prețul                                              | Pozitiv, zero sau negativ, în MDL/MWh                                                                                                                                        |
| Durata maximă de livrare a cantității maxime cerute | 15 minute pentru activare programată                                                                                                                                         |
|                                                     | 30 minute pentru activare directă                                                                                                                                            |
| Locație                                             | Republica Moldova                                                                                                                                                            |
| Divizibilitate                                      | Sunt permise oferte divizibile cu o granularitate la activare de 1 MW.<br><br>Sunt permise oferte indivizibile care să reprezinte puterea minimă tehnică a unei/unui UFR/GFR |

(b) volumul ofertei;

(c) sensul ofertei: energie de echilibrare pozitivă (creștere de putere)/negativă (reducere de putere).

60. Fiecare ofertă de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFa trebuie să respecte următoarele caracteristici statice din Tabelul nr. 5:

Tabelul nr. 5 - Caracteristicile statice și valorile lor pentru oferta de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFa

|                             |                                          |
|-----------------------------|------------------------------------------|
| Mod de activare             | Automat                                  |
| Timpul de activare completă | 5 min                                    |
| Timpul de întârziere        | 30 sec                                   |
| Timpul de dezactivare       | Nu va depăși timpul de activare completă |
| Cantitatea minimă           | 1 MW                                     |
| Granularitatea ofertei      | 1 MW                                     |

|                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                            |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Cantitatea maximă                                      | 9999 MW / Puterea maximă activată în timpul de activare completă a RRFa                                                                                                                                                                                    |
| Perioada de valabilitate                               | 15 minute<br>Prima perioadă de valabilitate începe la intervalul de timp al pieței 00:00. Perioadele de valabilitate sunt consecutive și nu se suprapun.<br>O ofertă poate fi activată și dezactivată la orice moment în cadrul perioadei de valabilitate. |
| Timp minim între o dezactivare și o activare succesivă | 0                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Rezoluție de preț                                      | 0,01 MDL/MWh                                                                                                                                                                                                                                               |

61. Caracteristicile variabile ale ofertei de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFa care urmează să fie stabilite de FSE, în timpul calificării tehnice sau la transmiterea ofertei RRFa, trebuie să includă:

(a) parametrii definiți din Tabelul nr. 6:

Tabelul nr. 6 - Parametrii caracteristicilor variabile ale ofertei de energie de echilibrare pentru produsul standard de RRFa

|                |                                       |
|----------------|---------------------------------------|
| Prețul         | Pozitiv, zero sau negativ, în MDL/MWh |
| Locație        | Republica Moldova                     |
| Divizibilitate | Sunt permise numai oferte divizibile  |

(b) volumul ofertei;

(c) direcția ofertei: energie de echilibrare pozitivă (creștere de putere)/negativă (reducere de putere);

- (d) perioada de valabilitate la care se referă oferta pentru produsul RRFa.

#### **Secțiunea 4.2 Reguli de selectare a ofertelor de energie de echilibrare**

**62.** Selectarea ofertelor de energie de echilibrare pentru orice tip de produs standard se face în dependență de prețul ofertelor, folosind ordinea de merit pentru fiecare produs și pentru fiecare sens, astfel:

- a) Pentru ordinea de merit la creștere se ordonează ofertele în sens crescător al prețului, iar selectarea se face începând cu oferta cu cel mai mic preț, până se asigură volumul de energie de echilibrare solicitat de OST;
- b) Pentru ordinea de merit la scădere se ordonează ofertele în sens descrescător al prețului, iar selectarea se face începând cu oferta cu cel mai mare preț, până se acoperă volumul de energie de echilibrare solicitat de OST care utilizează platformele europene de echilibrare.

**63.** Selectarea ofertelor de energie de echilibrare a produselor standard RRFm și RRFa se realizează din ordinele de merit comune la nivel european, pe fiecare tip de produs. Funcția de optimizare a fiecărei platforme europene pentru tranzacționarea produselor standard de energie de echilibrare realizează selecțiile în funcție de prețuri și de capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune.

**64.** OST tranzacționează produsul standard RI de energie de echilibrare pe platforma informatică a pieței de echilibrare.

**65.** În fiecare interval orar al zilei D de livrare, OST stabilește necesarul de energie de echilibrare pe tipuri de reglaj pentru intervalele de echilibrare a intervalului de dispecerizare în derulare și a intervalului de dispecerizare următor.

**66.** În intervalul ID-50 de minute și cel târziu ID-40 de minute OST stabilește necesarul de RI, realizează selecția ofertelor pe platforma informatică a pieței de echilibrare a OST și transmite dispozițiile de dispecer către FSE, pentru acest tip de produs, oricând între IE-50 de minute și IE-40 de minute pentru IE.

**67.** În cazul utilizării platformelor de echilibrare europene, după ora de închidere a porților pentru energia de echilibrare, IE-25 de minute pentru produsele standard RRFm și RRFa, OST evaluează și

filtrează ofertele primite de la FSE și transmite către platformele informatice europene dedicate următoarele date:

a) pentru produsul standard RRFm:

- (i) ofertele de energie de echilibrare, necesarul de energie de echilibrare pentru *activarea programată* a produsului RRFm și capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune pentru respectivul ID;
- (ii) ora de închidere a porții pentru transmiterea datelor de la pct. (i) este IE-12 minute.
- (iii) necesarul de energie de echilibrare pentru *activarea directă* a produsului standard RRFm poate fi transmis în orice moment de timp al zilei de livrare.
- (iv) transmiterea dispozițiilor de dispecer se va face între IE-10 minute și IE-7,5 minute în cazul *activării programate* a produsului standard RRFm și imediat după primirea volumelor de energie de echilibrare selectate de algoritmul de optimizare a platformei europene în cazul *activării directe*;

b) pentru produsul standard RRFa:

- (i) ofertele de energie de echilibrare primite de la FSE și capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune;
- (ii) ora de închidere a porții pentru transmiterea datelor de la pct. (i) este IE-10 minute.

**68.** În cazul utilizării platformei informatice a pieței de echilibrare a OST sau în situația în care platformele europene nu funcționează pe o perioadă limitată, dispozițiile de dispecer pentru activarea RRFm se transmit între IE-15 minute și IE-7,5 minute în cazul activării programate și în orice moment al zilei de livrare D în cazul activării directe.

**69.** În situația unor congestii interne, care pot apărea doar aproape de ID/IE și care impun selectarea anumitor UFR/GFR pentru creștere sau reducere de putere, OST selectează ofertele marcate ca indisponibile pentru platformele europene a acestor UFR/GFR, conform prevederilor pct. 50 51.

#### **Secțiunea 4.3 Tranzacții angajate pe PEE**

70. Tranzacțiile angajate pe PEE care sunt încheiate în conformitate cu prevederile Secțiunii 4.2, sunt executate de OST prin emiterea dispozițiilor de dispecer corespunzătoare către respectivul FSE.
71. Conformarea cu dispozițiile de dispecer emise de OST este obligatorie pentru FSE în cauză.
72. În prima zi calendaristică care urmează zilei de livrare în cauză, OST transmite pentru fiecare zi de livrare și pentru fiecare UFR/GFR al fiecărui FSE, confirmările de tranzacție angajate către FSE corespunzător.
73. Fiecare confirmare de tranzacție angajată conține cel puțin următoarele informații:
- a) codul de identificare pe PEE al FSE;
  - b) codul de identificare pe PEE al UFR sau GFR, după caz;
  - c) ziua de livrare, intervalul orar de livrare, ID;
  - d) toate elementele caracteristice ale tranzacției angajate: volum activat, preț, direcție de creștere / reducere pentru energia de echilibrare selectată din volumul de RRFa oferat;
  - e) toate elementele caracteristice ale tranzacției angajate: volum activat, preț, direcție de creștere / reducere pentru energia de echilibrare selectată din volumul de RRFm oferat;
  - f) toate elementele caracteristice ale tranzacției angajate: volum activat, preț, direcție de creștere / reducere pentru energia de echilibrare selectată din volumul de RI oferat.
74. Prețul tranzacției angajate reprezintă prețul marginal stabilit în conformitate cu TCM-urile relevante aprobate de ACER și incluse în Lista TCM-urilor aprobată de către ANRE spre utilizare conform prevederilor art. 39, alin. (14) din Legea cu privire la energia electrică.
75. Sunt acceptate contestații la conținutul confirmărilor de tranzacție angajată numai în cazul unor erori transmise din platformele europene sau rezultate din acțiunile OST.
76. Orice contestație asupra conținutului unei confirmări de tranzacție angajată este transmisă la OST de către FSE responsabil nu

mai târziu de 2 (două) zile calendaristice după transmiterea de către OST a respectivei confirmări de tranzacție angajată.

77. OST informează FSE asupra acceptării sau respingerii contestației respective nu mai târziu de 2 (două) zile lucrătoare după recepționarea contestației. În cazul acceptării unei contestații, OST transmite FSE o confirmare de tranzacție angajată corectată.

78. Dacă în termenul prevăzut la pct. 76 un FSE nu transmite nicio contestație la confirmările de tranzacție angajată primite, acestea se consideră ca fiind acceptate.

79. Orice contestație transmisă nu exonerează respectivul FSE de îndeplinirea obligațiilor rezultate din tranzacțiile angajate contestate, corectate sau nu, după caz.

80. În cazul în care achiziția de servicii de sistem sau activarea coordonată a energiei de echilibrare nu poate fi realizată, se aplică procedurile de ultimă instanță, elaborate de OST și publicate pe site web oficial.

81. Procedurile de ultimă instanță sunt utilizate de OST și FSE în cazul apariției condițiilor de nefuncționare, după cum urmează:

- a) incapacitatea totală sau parțială de funcționare sau altă defecțiune a sistemului informatic al pieței de echilibrare sau al altui sistem informatic utilizat de OST pentru primirea, verificarea și validarea ofertelor pe PEE;
- b) incapacitatea totală sau parțială de funcționare sau altă defecțiune a sistemului informatic al pieței de echilibrare sau al altui sistem informatic utilizat de OST pentru procesarea și selectarea ofertelor pe PEE, precum și de emitere a dispozițiilor de dispecer;
- c) întreruperea liniilor de comunicație ale OST pentru o perioadă mai mică de 30 de minute;
- d) incapacitatea totală sau parțială de funcționare a platformelor europene utilizate de OST.

82. Procedurile de ultimă instanță pot prevedea utilizarea unor mijloace alternative de comunicație, precum și extinderea sau decalarea oricăror termene limită care trebuie respectate de OST și FSE, inclusiv ora de închidere a PEE.

83. Atât OST cât și FSE specifică în contractul de participare la piața energiei electrice de echilibrare una sau mai multe persoane de contact în cazul apariției unei situații de nefuncționare, precum și numerele corespunzătoare de telefon, adrese e-mail și fax. Atât OST cât și FSE se informează reciproc în cazul modificării acestor informații.

## **Capitolul V**

### **Reguli privind decontarea energiei electrice furnizate de FSE**

#### **Secțiunea 5.1 Prevederi generale**

84. Regulile privind decontare din prezenta Secțiune asigură cadrul pentru decontarea tranzacțiilor și stabilirea obligațiilor de plată și a drepturilor de încasare rezultate conform prevederilor prezentului regulament, între un FSE și OST.

85. Tranzacțiile pe PEE stabilesc obligația respectivului FSE de a furniza energia de echilibrare către OST în conformitate cu specificațiile din ofertă și dispozițiile de dispecer emise de către OST. Fiecare tranzacție va fi specifică unui anumit ID/IE.

86. Regulile prezentei Secțiuni creează cadrul pentru:

- a) stabilirea unui program de determinare, confirmare/contestare și transmitere a informațiilor necesare în vederea facturării și decontării pe PEE;
- b) efectuarea calculelor pentru stabilirea drepturilor de încasare și a obligațiilor de plată aferente tranzacțiilor încheiate pe PEE;
- c) informarea părților în legătură cu obligațiile acestora de plată, respectiv cu drepturile acestora de încasare;
- d) facturarea și efectuarea plăților;
- e) stabilirea și utilizarea garanțiilor;
- f) măsuri în cazuri de neîndeplinire a obligațiilor.

#### **Secțiunea 5.2 Reguli privind decontarea FSE pentru energia de echilibrare aferentă produselor standard RI, RRFm, RRFa**

87. Decontarea energiei de echilibrare se face agregat pentru volumul de energie de echilibrare contractat pe fiecare ID/IE fără a fi luate în considerare volumele de energie de echilibrare rezultate din variațiile de sarcină care depășesc o perioadă de 5 (cinci) minute în intervalele adiacente ale ID luat în calcul.

88. Stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pe piața de echilibrare se face în baza volumului contractat aferent ofertelor acceptate de energie de echilibrare în ordinea de merit și a prețurilor marginale pentru fiecare produs standard.

89. OST este partea contractantă pentru fiecare FSE, în toate tranzacțiile angajate pe PEE.

90. Plata pentru energia de echilibrare se face astfel:

- a) energia de echilibrare pozitivă (creștere de putere) este plătită de OST către FSE, dacă prețul este pozitiv;
- b) energia de echilibrare negativă (reducere de putere) este plătită de OST către FSE, dacă prețul este negativ;
- c) energia de echilibrare pozitivă (creștere de putere) este plătită de FSE către OST, dacă prețul este negativ;
- d) energia de echilibrare negativă (reducere de putere) este plătită de FSE către OST, dacă prețul este pozitiv.

### **Secțiunea 5.3 Reguli privind decontarea în afara pieței de echilibrare în scopul gestionării congestiilor**

91. Stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru gestionarea congestiilor se face în baza volumului contractat aferent ofertelor acceptate în ordinea de merit și a prețurilor din ofertă pentru produsele activate.

### **Secțiunea 5.4 Note de decontare lunare pe PEE**

92. OST întocmește pentru fiecare FSE o notă de decontare lunară, care conține cel puțin următoarele informații:

- a) situația lunară privind volumul de energie de echilibrare contractat de FSE cu OST, defalcată pe tipuri de produse de echilibrare, separat pentru creștere de putere și pentru reducere de putere, precum și prețurile corespunzătoare;
- b) valoarea drepturilor lunare de încasare pentru echilibrare și a obligațiilor lunare de plată pentru echilibrare;
- c) situația lunară privind volumul de energie pentru gestionarea congestiilor contractat cu OST, defalcat pe tipuri de ofertă, atunci când s-au selectat în acest scop oferte din PEE, separat pentru creștere de putere și pentru reducere de putere, precum și prețurile corespunzătoare;

d) valoarea drepturilor lunare de încasare și a obligațiilor lunare de plată pentru gestionarea congestiilor.

93. OST transmite FSE notele de decontare lunară pe PEE, în termen de 7 (șapte) zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de livrare.

94. Fiecare FSE verifică notele de decontare lunară pe PEE și în cazul în care constată neconformități cu prevederile aplicabile, transmite contestații motivate către OST în termen de 2 (două) zile lucrătoare de la recepționarea acestora.

95. OST analizează contestația FSE și răspunde la aceasta, motivat, în termen de 5 (cinci) zile lucrătoare de la recepționarea contestației, refăcând calculele și corectând notele de decontare lunare pe PEE eronate.

96. OST transmite către FSE nota de decontare lunară pe PEE, care cuprinde corecțiile rezultate în urma analizării contestațiilor primite, în termenul prevăzut la pct. 95; pentru FSE care n-au transmis contestații, se consideră valabile notele de decontare lunare pe PEE transmise la termenul inițial.

97. Platforma informatică dedicată consemnează și reține data la care orice notă elaborată de OST conform prevederilor prezentului regulament a fost făcută disponibilă părților implicate.

#### **Secțiunea 5.5 Facturarea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare**

98. OST emite facturi în moneda națională a Republicii Moldova (MDL) către fiecare FSE cuprinzând sumele aferente obligațiilor de plată/drepturilor de încasare ale respectivului FSE către OST conform informațiilor din nota de decontare lunară pe PEE.

99. Fiecare FSE emite o factură către OST cuprinzând sumele corespunzătoare obligațiilor de plată ale OST către respectivul FSE, conform informațiilor din nota de decontare lunară pe PEE.

100. Facturile sunt emise în prima zi lucrătoare după emiterea notei de decontare lunară pe PEE.

101. Facturile se emit astfel:

a) pentru energia de echilibrare pentru creștere de putere:

(i) FSE va factura către OST drepturile de încasare pentru valorile cantităților de energie de echilibrare la creștere de

- putere, corespunzătoare prețurilor pozitive ale tranzacțiilor angajate, stabilite conform notei de decontare lunară pe PEE;
- (ii) OST va factura obligația de plată a FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare la creștere de putere, corespunzătoare prețurilor negative ale tranzacțiilor angajate, stabilite conform notei de decontare lunară pe PEE;
- (iii) FSE va factura livrare la preț zero către OST, pentru valorile cantităților de energie de echilibrare la creștere de putere, corespunzătoare prețurilor negative ale tranzacțiilor angajate, stabilită conform notei de decontare lunară pe PEE.

b) pentru energia de echilibrare pentru reducere de putere:

- (i) OST va factura către FSE obligațiile de plată pentru valorile cantităților de energie de echilibrare la reducere de putere, corespunzătoare prețurilor pozitive ale tranzacțiilor angajate, stabilite conform notei de decontare lunară pe PEE;
- (ii) FSE va factura către OST, drepturile de încasare pentru valorile cantităților de energie de echilibrare la reducere de putere, corespunzătoare prețurilor negative ale tranzacțiilor angajate stabilite conform notei de decontare lunară pe PEE;
- (iii) OST va factura către FSE livrare la preț zero pentru valorile cantităților de energie de echilibrare activate la reducere de putere, corespunzătoare prețurilor negative ale tranzacțiilor angajate, stabilite conform notei de decontare lunară pe PEE.

**102.** Factura fiscală aferentă obligației de plată a FSE/OST se emite pe suport de hârtie și/sau în format electronic prin Sistemul Informațional Automatizat „e-Factura”.

**103.** Facturile vor fi plătite în termen de 7 (șapte) zile lucrătoare de la data emiterii acestora.

**104.** În cazul în care o sumă facturată de una dintre părți este contestată integral sau parțial de cealaltă parte, partea debitoare va efectua plata integral în condițiile pct. 103 și va înainta în termen de o zi lucrătoare de la data recepționării a notelor de decontare prevăzute la pct. 92, o notă explicativă părții creditoare, cuprinzând obiecțiile sale. Partea creditoare analizează contestația primită și dacă constată existența unei informații eronate, reface

calculele și transmite o notă de corectare tuturor părților implicate nu mai târziu de 10 (zece) zile lucrătoare de la data la care nota eronată a fost transmisă FSE.

**105.** Plata facturilor prevăzute la pct. 103, va fi efectuată de FSE/OST prin transfer bancar. Plățile se consideră efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate în/din contul bancar respectiv.

#### **Secțiunea 5.6 Efectuarea plăților, executarea garanțiilor și penalități de întârziere pe PEE**

**106.** Fiecare contraparte care primește o factură trebuie să plătească valoarea cuprinsă în respectiva factură, la data limită de plată, indiferent dacă există sau nu o dispută în legătură cu sumele corespunzătoare.

**107.** Orice FSE, precum și OST, trebuie să plătească o penalizare de întârziere celeilalte părți în oricare din următoarele cazuri:

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

**108.** Rata dobânzii care se aplică în toate cazurile prevăzute la pct. 107 pentru fiecare zi de întârziere începând cu prima zi lucrătoare după termenul limită de plată este egală cu nivelul penalității de întârziere percepute pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, cu condiția ca valoarea totală a penalităților să nu depășească valoarea sumei datorate.

**109.** Un FSE se află într-o situație de neîndeplinire a obligațiilor de plată în oricare din următoarele cazuri:

- a) dacă acesta nu îndeplinește cerințele privind garanțiile;

b) dacă acesta nu își îndeplinește obligațiile rezultate din decontare în conformitate cu prevederile prezentului regulament până la datele limită corespunzătoare;

c) dacă acesta intră în faliment.

**110.** OST elaborează în urma unui proces de consultare publică procedurile aplicabile pentru situații de neîndeplinire a obligațiilor de plată. Acestea includ, fără a se limita la: instrucțiuni pentru actualizarea garanției, blocarea plăților datorate respectivei părți, sau compensarea obligațiilor de plată cu drepturile de încasat sau utilizarea garanției disponibile pentru asigurarea plăților.

#### **Secțiunea 5.7 Contestații la notele de decontare lunare pe PEE**

**111.** Dacă o notă de decontare transmisă de către OST, conform prevederilor prezentului regulament, este incorectă, oricare dintre părțile implicate o poate contesta la OST și poate pune în discuție orice element sau calcul cuprins în respectiva notă.

**112.** Orice contestație va fi transmisă de partea implicată printr-o notificare pe e-mail sau fax către OST. Notificarea trebuie să specifice în mod clar perioada de timp vizată, cum ar fi ziua de livrare, ID/IE, data emiterii respectivei note, elementul contestat, motivul contestării, valoarea solicitată, dacă este cazul, și va fi însoțită de orice probă disponibilă care poate să vină în sprijinul contestației.

**113.** Orice parte implicată poate contesta o notă de decontare emisă de OST conform prevederilor prezentului regulament, într-un interval de 2 (două) zile lucrătoare de la data la care nota contestată a fost transmisă.

**114.** Dacă o parte implicată nu a transmis nici o contestație în legătură cu o notă de decontare emisă conform prevederilor prezentului regulament în termenul prevăzut la pct. 113, nota respectivă se consideră că a fost acceptată de respectiva parte implicată.

**115.** OST analizează orice contestație transmisă conform prevederilor pct. 113, în termen de 5 (cinci) zile lucrătoare de la recepționarea acesteia.

116. În procesul de verificare a notei de decontare, emitentul poate solicita părților implicate informații suplimentare. Dacă informațiile suplimentare solicitate nu sunt furnizate de partea implicată, emitentul este îndreptățit să respingă contestația respectivă.

117. Emitentul va informa părțile implicate în legătură cu rezultatul verificărilor efectuate. Dacă o notă contestată a fost incorectă, emitentul va reface calculele și va transmite o notă corectată tuturor părților implicate.

118. Dacă OST constată existența unei informații eronate într-o notă de decontare transmisă conform prevederilor prezentului regulament, acesta reface calculele și transmite o notă corectată tuturor părților implicate în cel mai scurt timp posibil, dar nu mai târziu de 10 (zece) zile lucrătoare de la data la care nota eronată a fost transmisă FSE și/sau publicată de OST.

119. În cazul nerespectării termenelor de emitere, contestare, verificare, corectare, transmitere și/sau publicare a notelor de decontare prevăzute în prezentul regulament, părțile implicate pot să sesizeze în scris ANRE în termen de 3 (trei) zile lucrătoare de la data constatării acestor abateri.

#### **Secțiunea 5.8 Conturi bancare**

120. Fiecare participant care se înregistrează în calitate de FSE deschide un cont bancar pentru activitatea pe PEE.

121. În scopul îndeplinirii obligațiilor sale conform prezentului regulament, OST deschide la o bancă comercială de pe teritoriul Republicii Moldova un cont bancar pentru încasările și plățile aferente tranzacțiilor încheiate pe PEE.

122. Titularii de cont asigură solvabilitatea conturilor bancare proprii la datele scadente stabilite conform prevederilor prezentului regulament.

123. Conturile bancare prevăzute la pct. 120 - 121 sunt deschise în MDL.

#### **Secțiunea 5.9 Garanții de plată a obligațiilor pe PEE**

124. OST are dreptul să solicite constituirea unei garanții de plată înainte ca respectivul participant la piață să fie înregistrat ca FSE.

OST poate accepta o garanție comună pentru obligațiile de plată ale participantului la piață atât în calitate de FSE, cât și de PRE.

**125.** OST elaborează, în urma unui proces de consultare publică, procedurile pentru determinarea cuantumului și a tipurilor de garanții de plată solicitate, procedurile pentru depunerea și verificarea constituirii garanțiilor de plată și actualizării acestora, dacă este cazul, precum și procedurile de executare a garanției de plată depuse de către FSE. Cuantumul garanției de plată solicitate ia în considerare probabilitatea ca diferența dintre obligațiile de plată și drepturile de încasare ale FSE la nivel lunar către OST să fie pozitivă și este adaptată în conformitate cu eventualele întârzieri la plată înregistrate în perioade anterioare. OST publică procedurile pe site web oficial.

## **Capitolul VI**

### **Agregarea locurilor de consum, a instalațiilor de stocare a energiei și a instalațiilor de producere a energiei electrice**

**126.** Condițiile de agregare a modulelor generatoare, unităților consumatoare aparținând mai multor locuri de consum sau locuri de consum și de producere, unităților de stocare a energiei și/sau unităților de furnizare a rezervelor, sunt următoarele:

- a) Pot fi agregate unități generatoare sau unități consumatoare sau unități de stocare din toate categoriile (A, B, C, D), clasificate în conformitate cu prevederile Codului rețelelor electrice cu privire la racordarea la rețelele electrice, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 423/2019;
- b) Pentru un GFR format din mai multe unități generatoare, locuri de consum, sau unități de stocare a energiei și/sau de unități de furnizare a rezervelor situate în zone de rețea diferite, în situația apariției unei congestii de rețea, creșterea/reducerea de putere se va realiza la dispoziția dispecerului prin indicarea entităților componente la care trebuie modificat punctul de funcționare pentru eliminarea congestiei;

**127.** GFR trebuie să respecte toate condițiile și cerințele de calificare tehnică a unui GFR conform prevederilor Capitolului III, Secțiunea 3.2 din prezentul regulament.

**128.** În funcționarea curentă a unui GFR, OST are dreptul de a limita sau a exclude unități generatoare, locuri de consum cu consum comandabil, instalații de stocare care aparțin acestuia, de la furnizarea uneia sau mai multor rezerve de echilibrare, inclusiv RSF, în baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a entităților componente GFR, pentru a asigura siguranța în funcționare a SEN.

## **Capitolul VII**

### **Reguli pentru achiziția și transferul de capacitate pentru echilibrare**

#### **Secțiunea 7.1 Achiziția capacității pentru de echilibrare**

**129.** OST achiziționează capacitatea pentru echilibrare, prin mecanisme de piață de la FSE calificați care au semnat cu OST contractul cadru de furnizare a capacității pentru echilibrare, în condiții de transparență, acces neîngrădit și eficiență economică. OST elaborează în urma unui proces de consultare publică contractul cadru de furnizare a capacității pentru echilibrare și îl publică pe site web oficial.

**130.** Anterior achiziționării capacității necesare pentru echilibrare, OST:

- a) stabilește una sau mai multe perioade de achiziție;
- b) determină periodic cantitățile de capacități necesare pentru echilibrare, aferente fiecărui tip de rezervă pentru restabilirea frecvenței și a rezervelor de înlocuire, separat pentru creștere și reducere, pentru fiecare interval de decontare al perioadei de achiziție corespunzătoare, în temeiul normelor privind dimensionarea astfel cum sunt prevăzute la Secțiunea 1 al Titlului VI, Partea a Patra din Liniile directoare privind operarea sistemului de transport.

**131.** Principalele caracteristici ale unei oferte de capacitate pentru echilibrare sunt definite în Tabelul nr. 7:

Tabelul nr. 7 - Principalele caracteristici ale unei oferte de capacitate pentru echilibrare

|                                      |                                                                      |
|--------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| Prețul                               | Pozitiv sau zero în MDL/MWh                                          |
| Rezoluție preț                       | 0,01 MDL/MWh                                                         |
| Cantitate minimă și granularitate    | 1 MW                                                                 |
| Cantitate maximă oferte indivizibile | Nu trebuie să depășească cantitatea stabilită în pct. 56 și pct.. 59 |
| Locația ofertei                      | Republica Moldova                                                    |
| Rezoluția intervalului de decontare  | 15 min                                                               |

**132.** Fiecare ofertă de capacitate pentru echilibrare transmisă de FSE trebuie să conțină:

- volumul ofertei în MW;
- prețul ofertei în MDL/MWh;
- durata minimă între perioada de dezactivare și următoarea activare;
- tipul de ofertă: divizibilă cu granularitate de 1 MW sau indivizibilă;
- locația ofertei.

**133.** Achizițiile de capacitate pentru echilibrare sunt efectuate prin intermediul licitațiilor zilnice pentru o durată contractuală de maximum o zi, inclusiv pentru produsele standard conform TCM-ului relevant aprobat de ACER și inclus în Lista TCM-urilor aprobată de către ANRE spre utilizare conform prevederilor art. 39, alin. (14) din Legea cu privire la energia electrică.

**134.** O perioadă de achiziție poate fi limitată la o zi sau/și intervale de decontare în cadrul perioadei respective, ore de zi sau de noapte, ore de vârf sau de gol de sarcină sau alte tipuri de intervale.

**135.** Cantitățile necesare de capacități de echilibrare se achiziționează de către OST prin mecanisme de piață, licitație concurențială pe întreaga perioadă de achiziție, separat pentru creștere și reducere de putere, pentru fiecare categorie de capacitate de echilibrare și pentru fiecare interval de decontare din perioada respectivă.

**136.** OST publică cantitățile de capacitate pentru echilibrare necesar a fi achiziționate în perioada de achiziție respectivă și anunță detaliile referitoare la licitație, cu cel mult o zi înainte de ziua în care are loc licitația.

**137.** Fiecare FSE transmite OST ofertele sale de capacitate pentru echilibrare. Ofertele de capacitate de echilibrare se transmit agregat pentru toate unitățile de furnizare a rezervelor/grupurile de furnizare a rezervelor calificate pentru fiecare tip de produs standard, pentru care FSE a obținut calificare tehnică.

**138.** Fiecare FSE care participă la procesul de achiziție a capacității pentru echilibrare transmite și are dreptul de a actualiza ofertele de capacitate pentru echilibrare până la ora de închidere a porții pentru procesul de achiziție.

**139.** OST stabilește și publică conținutul și formatul cadru al ofertelor, modul de transmitere și de validare a acestora în cadrul unei proceduri elaborate de acesta.

**140.** OST validează ofertele FSE imediat după primire și respinge ofertele care nu îndeplinesc cerințele privind formatul-cadru și/sau cele în care capacitatea oferită depășește valoarea totală calificată pentru un FSE, pentru un anumit tip de produs standard. În cazul în care respinge o ofertă, OST informează FSE respectiv și îi comunică motivele respingerii.

**141.** Imediat după ora de închidere a porții pentru procesul de achiziție, OST alocă capacitatea pentru echilibrare ofertată în respectiva licitație pe baza prețului marginal, după cum urmează:

- a) ofertele sunt ordonate crescător în funcție de preț, iar ofertele cu același preț sunt ordonate cronologic în funcție de marca de timp;

- b) dacă suma capacităților ofertate de FSE este mai mică sau egală cu capacitatea pentru echilibrare ce trebuie alocată prin această licitație, toate ofertele vor fi complet acceptate;
- c) dacă suma capacităților ofertate de FSE este mai mare decât capacitatea pentru echilibrare ce trebuie alocată prin această licitație ofertele sunt acceptate în ordinea de la lit. a) până la ultima ofertă care completează capacitatea pentru echilibrare necesară, care poate fi acceptată total sau parțial.

**142.** Prețul ultimei oferte acceptate reprezintă prețul de licitație, plătit de către OST tuturor FSE cu oferte acceptate.

**143.** FSE pot contesta rezultatele licitației numai în cazul în care există indicii temeinice ale unor neconformități în procesul de evaluare a licitației. Contestația se va transmite în termen de o oră de la publicarea rezultatului licitației.

**144.** Rezultatul analizei contestației va fi comunicat de către OST în termen de 3 (trei) ore de la recepționarea contestației.

**145.** Fiecare FSE care deține un contract pentru furnizarea capacității pentru echilibrare transmite la OST ofertele de energie de echilibrare corespunzătoare volumului, produselor și altor cerințe prevăzute în contractul de furnizare a capacității pentru echilibrare.

**146.** Rezultatul fiecărei licitații pentru capacitatea de echilibrare se consemnează în anexe la contractele pentru furnizarea capacității pentru echilibrare încheiate între OST și FSE.

**147.** În prima zi calendaristică care urmează zilei de livrare în cauză, OST transmite pentru fiecare zi de livrare și pentru fiecare UFR/GFR al fiecărui FSE, confirmările privind cantitățile realizate (puse la dispoziția OST) din totalul capacităților contractate.

**148.** Sunt acceptate contestații la conținutul confirmărilor privind cantitățile realizate numai în cazul unor erori rezultate din acțiunile OST.

**149.** Orice contestație asupra conținutului unei confirmări privind cantitățile realizate este transmisă la OST de către FSE responsabil, nu mai târziu de o zi lucrătoare după transmiterea de către OST a respectivei confirmări privind cantitățile realizate.

- 150.** OST informează FSE asupra acceptării sau respingerii contestației respective nu mai târziu de o zi lucrătoare după recepționarea contestației. În cazul acceptării unei contestații, OST transmite FSE o confirmare privind cantitățile realizate corectate, în aceeași zi.
- 151.** Dacă, în perioada prevăzută la pct. 149, un FSE nu transmite nicio contestație la confirmările primite privind cantitățile realizate, acestea se consideră ca fiind acceptate.
- 152.** Orice contestație transmisă nu exonerează respectivul FSE de îndeplinirea obligațiilor rezultate din contractele încheiate.
- 153.** Pentru fiecare FSE, OST întocmește o notă de decontare lunară pe PSS care cuprinde defalcăt, volumele de capacitate contractată, realizată și prețurile rezultate din licitație, în termen de 3 (trei) zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de livrare.
- 154.** Fiecare FSE care a încheiat un contract pentru furnizarea capacității pentru echilibrare cu OST verifică nota de decontare lunară pe PSS și în cazul în care constată neconformități cu prevederile aplicabile, transmite la OST în termen de o zi lucrătoare de la recepționarea acesteia, contestații motivate la nota de decontare lunară pe PSS.
- 155.** OST analizează contestația FSE și răspunde la aceasta, motivat, în termen de 5 (cinci) zile lucrătoare de la recepționarea contestației, refăcând calculele și corectând notele de decontare lunare eronate.
- 156.** Pentru FSE care n-au transmis contestații, se consideră valabile notele de decontare lunare pe PSS transmise la termenul inițial.
- 157.** Pentru capacitățile de echilibrare contractate și indisponibile pentru PEE, incluzând lipsa ofertelor de preț pe PEE pentru capacitățile respective, FSE va plăti către OST o penalizare specifică corespunzătoare a 100% din prețul de contract rezultat din licitație.
- 158.** Fiecare FSE emite o factură către OST cuprinzând sumele corespunzătoare cantităților realizate din capacitățile de echilibrare contractate, conform informațiilor din nota de decontare lunară pe PSS prevăzută la pct. 153.

**159.** Facturile sunt emise în prima zi lucrătoare după punerea la dispoziție a notei de decontare lunară pe PSS sau dacă este cazul, conform notei de decontare lunară pe PSS revizuite în urma corecțiilor.

**160.** OST plătește sumele aferente capacităților de echilibrare realizate, în termen de 30 (treizeci) zile calendaristice de la recepționarea facturilor de la FSE.

În cazul neîndeplinirii în termen de 30 de zile de la data scadenței a obligațiilor, cumpărătorul va plăti în afara sumei datorate, majorări de întârziere la această sumă, corespunzătoare ca procent majorării de întârziere datorate pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, pentru fiecare zi de întârziere, până în ziua plății (exclusiv). Valoarea totală a penalităților nu poate depăși valoarea sumei datorate.

**161.** OST elaborează și publică pe site web oficial procedura privind modul de achiziționare a capacității pentru echilibrare, procedură care va fi supusă unui proces de consultare publică.

#### **Secțiunea 7.2 Transferul capacității pentru echilibrare**

**162.** FSE pot să își transfere obligațiile privind furnizarea de capacitate pentru echilibrare.

**163.** Transferul capacității pentru echilibrare este permis până cu cel puțin o oră înainte de începerea zilei de livrare, FSE având obligația informării imediate a OST despre respectivul transfer.

**164.** Transferul capacității pentru echilibrare este permis dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- a) FSE care preia obligația de furnizare a capacității a trecut procesul de calificare tehnică în ceea ce privește capacitatea pentru echilibrare care face obiectul transferului;
- b) se preconizează că transferul capacității pentru echilibrare nu va pune în pericol siguranța în funcționare.

**165.** În cazul în care OST nu permite transferul capacității pentru echilibrare, acesta trebuie să motiveze refuzul tuturor FSE implicați.

**166.** Transferul capacității pentru echilibrare se consemnează în anexe la contractele pentru furnizarea capacității pentru echilibrare încheiate între OST și FSE care au participat la transfer.

## **Capitolul VIII**

### **Consecințele în cazul nerespectării clauzelor și condițiilor aplicabile furnizorilor de servicii de echilibrare pentru RRFm și RRFa**

**167.** În cazul în care un FSE nu respectă condițiile tehnice de furnizare a produselor standard pentru care a fost calificat cel puțin pentru două situații în decurs de o lună, OST poate decide să diminueze capacitatea de echilibrare calificată a respectivei(ului)(lor) UFR/GFR sau îi poate retrage calificarea tehnică FSE pentru rezerva de echilibrare a UFR/GFR neconformă, în conformitate cu prevederile procedurii prevăzute în pct. 36. În toate situațiile OST va analiza motivele prezentate de FSE și va lua decizia în mod argumentat.

**168.** În cazul în care un FSE nu respectă condițiile impuse de prevederile prezentului regulament privind plățile pe PEE, se aplică măsurile prevăzute la Capitolul V, Secțiunea 5.6 referitoare la efectuarea plăților, executarea garanțiilor și penalități de întârziere pe PEE.

**169.** În cazul în care un FSE nu respectă obligația de a pune la dispoziția PEE capacitatea de echilibrare contractată, se aplică prevederile aferente neîndeplinirii obligațiilor contractuale conform prezentului Regulament și a contractului pentru furnizarea capacității pentru echilibrare.

## **Capitolul IX**

### **Reguli pentru achiziția, transferul de capacitate și decontarea RSF**

#### **Secțiunea 9.1 Reguli și condiții pentru furnizorii de RSF**

**170.** OST achiziționează capacitate de tip RSF, prin mecanisme de piață de la furnizori de RSF calificați care au semnat cu OST contractul cadru de furnizare a acestui tip de rezervă de capacitate, în condiții de transparență, acces neîngrădit și eficiență economică.

**171.** La piața de capacitate de tip RSF, au dreptul să participe doar furnizori de RSF care dețin calificare tehnică pentru acest tip de rezervă. Procesul de calificare pentru RSF este descris în procedura de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem aprobată de către ANRE.

172. Tranzacțiile încheiate între furnizorul de RSF și OST stabilesc obligația respectivului furnizor de RSF de a furniza energia corespunzătoare capacității de RSF câștigate pentru ID respectiv.
173. Energia corespunzătoare capacității de RSF câștigate, este utilizată în cadrul SEN în conformitate cu variația de frecvență din ID respectiv și caracteristicile RSF calificate.
174. Energia corespunzătoare capacității de RSF câștigate se livrează fizic și se monitorizează în intervalul de dispecerizare în punctele de livrare unde entitățile componente ale furnizorului de RSF sunt racordate la SEN.
175. OST și furnizorii de RSF au obligația monitorizării RSF "ex post" și/sau în timp real, necesare a fi activate și a celei activate.
176. Furnizorii de RSF trebuie să se asigure că este posibilă monitorizarea activării RSF la nivelul entităților furnizoare, dar și la nivelul UFR sau GFR și transmiterea în timp real către OST a datelor/înregistrărilor solicitate.
177. În cazul unei indisponibilități a unei entități componente a furnizorului de RSF sau în cazul în care UFR sau GFR cu entități tehnice cu rezervor de energie limitat, trebuie să compenseze o eventuală lipsă de RSF, ele vor putea să modifice activarea RSF la entitățile tehnice proprii disponibile sau vor putea cesa capacitatea indisponibilă, în scopul asigurării furnizării RSF. Modificarea activării RSF trebuie să garanteze continuitatea furnizării RSF.
178. Rezerva maximă de RSF va respecta prevederile Liniilor directoare privind operarea sistemului de transport și TCM aprobate de ANRE.
179. În cazul în care o componentă a UFR sau GFR devine indisponibilă pentru acest serviciu, transferul de RSF se poate realiza pentru întreaga cantitate contractată sau parțial cu cantități minim egale cu cele înlocuite; transferul se poate realiza între entitățile componente UFR, respectiv GFR în limita totală calificată.

## **Secțiunea 9.2 Achiziția și decontarea capacității de RSF**

- 180.** Capacitatea totală de RSF scoasă la licitație este determinată anual la nivel ENTSO-E pentru OST și corespunde unei abateri de frecvență de +/-200 mHz.
- 181.** Achiziția de capacitate de RSF se realizează în bandă simetrică și se efectuează prin intermediul licitațiilor zilnice, pentru o durată contractuală de maximum o zi.
- 182.** OST comunică până la 1 ianuarie a fiecărui an, cantitatea de RSF minimă necesară a fi achiziționată. Cantitatea este aceeași în toate ID și reprezintă o cantitate minimă.
- 183.** Cantitatea minimă achiziționată pe sens de la un UFR/GFR este de 1 MW, corespunzătoare unei variații de frecvență de 200 mHz,
- 184.** Capacitatea totală calificată a furnizorilor de RSF este publicată pe site web oficial.
- 185.** Anterior achiziționării capacității de RSF, OST:
- a) stabilește una sau mai multe perioade de achiziție pentru o zi de livrare;
  - b) informează asupra volumului total al cantității de rezervă care trebuie achiziționat.
- 186.** OST publică cantitățile de RSF necesare a fi achiziționate în perioada de achiziție respectivă și va anunța detaliile referitoare la licitație:
- a) cu cel mult două zile lucrătoare înainte de începerea perioadei de achiziție în cazul licitațiilor pentru perioade de achiziție de o zi;
  - b) cu două ore înainte de începerea perioadei de achiziție, în cazul licitațiilor pentru perioade de achiziție de unul sau mai multe intervale.
- 187.** În cazul în care la prima rundă de licitație nu se achiziționează întreaga cantitate necesară de RSF, OST va întreprinde următoarele măsuri:
- a) va organiza o altă rundă de licitație, pentru ID neacoperite;
  - b) în cazul lipsei de oferte de RSF din care OST să poată acoperi necesarul de RSF sau a indisponibilității unei rezerve care nu a putut fi înlocuită timp de o oră, OST are dreptul să solicite

oferte pentru întreaga capacitate de RSF pentru o nouă rundă de licitație, tuturor furnizorilor de RSF calificați care nu au RSF contractată pe ID neacoperite.

**188.** OST stabilește și publică conținutul și formatul cadru al ofertelor, modul de transmitere și de validare a acestora pe site web oficial.

**189.** Fiecare furnizor de RSF transmite OST ofertele sale de capacitate de RSF. Ofertele de capacitate de RSF se vor transmite agregat pentru toate UFR/GFR.

**190.** Fiecare furnizor de RSF care participă la procesul de achiziție a capacității de RSF poate transmite și are dreptul de a-și actualiza ofertele de capacitate de RSF înainte de ora de închidere a porții pentru procesul de achiziție.

**191.** OST validează ofertele furnizorilor de RSF imediat după recepționarea acestora și respinge ofertele care nu îndeplinesc cerințele privind formatul-cadru și/sau cele în care capacitatea oferită depășește valoarea totală calificată pentru furnizorii de RSF. În cazul în care respinge o ofertă, OST informează furnizorul de RSF respectiv și îi comunică motivele respingerii.

**192.** Imediat după ora de închidere a porții pentru procesul de achiziție, OST alocă capacitatea de RSF ofertată în respectiva licitație pe baza prețului marginal, după cum urmează:

- a) ofertele sunt ordonate crescător în funcție de preț, iar ofertele cu același preț sunt ordonate cronologic în funcție de marca de timp;
- b) dacă suma capacităților ofertate de furnizorii de RSF este mai mică sau egală cu capacitatea RSF care trebuie alocată prin această licitație, toate ofertele vor fi complet acceptate;
- c) dacă suma capacităților ofertate de furnizorii de RSF este mai mare decât capacitatea de RSF care trebuie alocată prin această licitație, ofertele sunt acceptate în ordinea prevăzută la lit. a) până la ultima ofertă care completează capacitatea de RSF necesară care poate fi acceptată doar total, nefiind posibilă o acceptare parțială. Având în vedere faptul că din punct de vedere tehnic nu se poate asigura o flexibilitate mare a valorilor maxime de RSF

furnizate de către un furnizor de RSF, rezerva totală poate fi mai mare decât RSF minim necesară.

**193.** Prețul ultimei oferte acceptate reprezintă prețul de închidere a licitației pentru fiecare ID, plătit de către OST tuturor furnizorilor de RSF cu oferte acceptate.

**194.** Furnizorii de RSF pot contesta rezultatele licitației numai în cazul în care există indicii temeinice ale unor neconformități în procesul de evaluare al licitației. Contestația se va transmite la OST în termen de o oră de la publicarea rezultatului licitației.

**195.** Rezultatul analizei contestației va fi comunicat de către OST în termen de 3 (trei) ore de la recepționarea contestației de către OST.

**196.** Rezultatul fiecărei licitații de alocare de capacitate RSF se consemnează în anexe la contractele pentru furnizarea capacității pentru echilibrare încheiate între OST și furnizorii de RSF.

**197.** Pentru fiecare furnizor de RSF, OST întocmește o notă de decontare lunară pe PSS care cuprinde defalcăt, volumele de capacitate contractată, realizată și prețurile rezultate din licitație, în termen de 3 (trei) zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de livrare.

**198.** Fiecare furnizor de RSF care a încheiat un contract de capacitate cu OST verifică nota de decontare lunară și în cazul în care constată neconformități cu prevederile aplicabile, transmite la OST în termen de o zi lucrătoare de la recepționarea acesteia, contestații motivate la nota de decontare lunară.

**199.** OST analizează contestația furnizorului de RSF și răspunde la aceasta, motivat, în termen de 5 (cinci) zile lucrătoare de la recepționarea contestației, refăcând calculele și corectând notele de decontare lunare eronate.

**200.** Pentru furnizorii de RSF care n-au transmis contestații, se consideră valabile notele de decontare lunare transmise la termenul inițial.

**201.** Pentru capacitățile de RSF contractate și nerealizate la abaterea de frecvență în SEN, furnizorul de RSF va plăti către OST o penalizare în conformitate cu prevederile pct. 217.

**202.** Fiecare furnizor de RSF emite o factură către OST cuprinzând sumele corespunzătoare cantităților din capacitățile de RSF realizate, conform informațiilor din nota de decontare lunară prevăzută la pct. 197.

**203.** Facturile sunt emise în prima zi lucrătoare după punerea la dispoziție a notei de decontare lunară sau dacă este cazul, a notei de decontare lunară revizuite în urma corecțiilor.

**204.** OST plătește sumele aferente capacităților RSF realizate, în termen de 30 (treizeci) zile calendaristice de la recepționarea facturilor de la furnizorii de RSF.

În cazul neîndeplinirii în termen de 30 (treizeci) de zile de la data scadenței a obligațiilor, cumpărătorul va plăti în afara sumei datorate, majorări de întârziere la această sumă, corespunzătoare ca procent majorării de întârziere datorate pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, pentru fiecare zi de întârziere, până în ziua plății (exclusiv). Valoarea totală a penalităților nu poate depăși valoarea sumei datorate.

**205.** În situația pierderii capacității integrale sau parțiale a capacității de RSF, furnizorul de RSF va transfera obligația de furnizare a respectivei capacități în cel mult o oră și va informa OST. În cazul în care furnizorul de RSF nu găsește un alt participant care să preia această cantitate, atunci se aplică procesul prevăzut la pct. 187.

### **Secțiunea 9.3 Transferul capacității RSF**

**206.** Furnizorii de RSF pot să își transfere obligațiile privind furnizarea de capacitate de tip RSF.

**207.** Transferul capacității de tip RSF se efectuează cu o zi înainte sau în timpul zilei de livrare, cu până la o oră înainte de începerea intervalului de livrare, furnizorii de RSF având obligația informării imediate a OST despre respectivul transfer.

**208.** Transferul capacității de RSF este permis dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- a) furnizorul de RSF care preia obligația de furnizare a capacității RSF este calificat pentru acest tip de rezervă;

b) se estimează că transferul capacității de RSF nu va pune în pericol siguranța în funcționare.

209. În cazul în care OST nu permite transferul capacității de RSF, acesta trebuie să motiveze refuzul tuturor furnizorilor de RSF implicați.

210. Transferul capacității de RSF se consemnează în anexe la contractele pentru furnizarea serviciului încheiate între OST și furnizorii de RSF care au participat la transfer. Plata capacității transferate se realizează la valoarea din contractul furnizorului de RSF care cedează obligația, indiferent de obligațiile convenite între furnizorul de RSF cedent și furnizorul de RSF cesionar.

#### **Secțiunea 9.4 Activarea energiei din RSF**

211. Activarea RSF se realizează în funcție de variația de frecvență a SEN și parametrii tehnici ai FSE.

212. Furnizorul de RSF are obligația de a furniza în mod continuu întreaga cantitate de RSF contractă, atâta timp cât abaterea de frecvență persistă, dar nu mai puțin de 15/30 minute, în conformitate cu procedura de calificare tehnică.

213. În conformitate cu prevederile Secțiunii 1, Titlului V din Liniile directoare privind operarea sistemului de transport, furnizorul de RSF cu rezervor de energie limitat, care limitează capacitatea acestora de a furniza RSF, asigură recuperarea rezervoarelor de energie în direcția pozitivă sau în direcția negativă cât mai curând posibil, în termen de 2 (două) ore de la încheierea stării de alertă a SEN.

214. În cazul unei declanșări accidentale a UFR/GFR în timpul prestării serviciului, furnizorul de RSF depune toate eforturile în vederea comunicării acestei informații în timp real către OST.

215. Energia de echilibrare realizată de furnizorul de RSF este proporțională cu media abaterii de frecvență din ID, dacă a fost depășită valoarea de 10 mHz, măsurată la nivelul regulatorului central frecvență-putere și se determină după cum urmează:

$$E_{FCR} = - \Delta f * R_{FCR}/200$$

unde:

$E_{FCR}$  - energia furnizată de UFR/GFR în procesul de stabilizare a frecvenței. EFCR nu se decontează în piața energiei electrice de echilibrare. Se determină cantitativ pentru a ține cont de funcționarea în procesul de stabilizare a frecvenței în procesul decontării pe piața energiei electrice de echilibrare a UFR/GFR care asigură reglajul de stabilizare a frecvenței în baza tranzacțiilor pe piața serviciilor de sistem;

$R_{FCP}$  - rezerva de stabilizare a frecvenței a respectivei UFR/GFR contractată pe piața serviciilor de sistem.

216. Energia de echilibrare realizată de furnizorul de RSF se ia în calcul la stabilirea poziției nete contractuale a PRE, din care UFR sau GFR fac parte.

#### **Secțiunea 9.5 Consecințele în cazul nerespectării clauzelor și condițiilor aplicabile furnizorilor de RSF**

217. Pentru capacitățile contractate și neasigurate prin notificare, furnizorul de RSF va plăti către OST o penalizare specifică, corespunzătoare a 100% din prețul de contract rezultat din licitație.

218. În cazul în care capacitatea contractată este asigurată, însă UFR/GFR nu răspunde la variațiile de frecvență, furnizorul de RSF respectiv va plăti către OST o penalizare specifică, corespunzătoare a 100% din prețul de contract rezultat din licitația pentru capacitate.

### **Capitolul X**

#### **Suspendarea și restabilirea activităților de piață**

219. Regulile privind suspendarea și restabilirea activităților de piață pentru PEE și modul de acțiune al OST în acest caz sunt stabilite de prevederile Regulilor privind suspendarea și restabilirea activităților de piață elaborate de OST și aprobate de ANRE.

220. Regulile privind decontarea capacității de echilibrare și a energiei de echilibrare în situația de suspendare a activităților de piață și modul de acțiune al OST în acest caz, sunt stabilite de prevederile Regulilor privind suspendarea și restabilirea activităților de piață elaborate de OST și aprobate de ANRE.

## **Capitolul XI**

### **Dispoziții finale**

**221.** OST publică prezentul regulament pe site web oficial în termen de 2 (două) zile după aprobarea de către ANRE.

**222.** OST elaborează, consultă public și publică pe site web oficial procedurile prevăzute în prezentul regulament în termen de 6 luni din data aprobării acestuia.

**223.** Până la data aplicării prezentului regulament, OST, OSD și FSE vor realiza următoarele activități de implementare:

- a) reevaluarea capacităților necesare și disponibile pentru furnizarea fiecărui tip de rezervă de servicii de echilibrare;
- b) calificarea FSE pentru fiecare tip de produs standard și calificarea pentru furnizarea de RSF conform prevederilor Procedurii de calificare tehnică;
- c) dezvoltarea și implementarea de noi funcții în sistemul EMS-SCADA necesare pentru ca OST să utilizeze platforma europeană pentru produsul standard de RRFa;
- d) modificarea configurației platformei informatice a pieței de echilibrare existentă, conform cerințelor din prezentul regulament în termen de 12 luni din data aprobării.

**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 piață 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 piață 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 quantumul 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 piață 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 retragerea 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 calitatea acestuia 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/instalației de stocare, respectiva centrală/instalație 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 căroră 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 conține 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 transmite 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 a energiei electrice/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 electrice 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:

- a) SE nete cu alte PRE, cuprinse în notificările fizice aprobate;
- b) importurile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OST și cuprinse în notificările fizice ale PRE;
- c) exporturile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OST și cuprinse în notificările fizice ale PRE;
- d) cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru creștere de putere în PEE, de către un FSE;
- e) cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru reducere de putere în PEE, de către un FSE;
- f) 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;
- g) 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.

- h) cantitățile totale de energie de echilibrare realizate în procesul de stabilizare a frecvenței pentru creștere de putere în PEE, de către un FSE;
- i) 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 de 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/însumate 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 stabilit 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  $P_{pos_i}$  și prețul inițial de dezechilibru negativ  $P_{neg_i}$  pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare interval de decontare  $ID_i$ , prin următoarele formule:

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

$$P_{neg0_i} = \begin{cases} \frac{\sum (q_{i,j}^C * p_{i,j}^C)}{\sum q_{i,j}^C}, & \sum q_{i,j}^C \neq 0 \\ VoAA_i^C, & \sum q_{i,j}^C = 0 \end{cases}$$

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:

- a) 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  $Pneg0i$ ;

- b) 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  $P_{pos0i}$ ;
- c) 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  $P_{neg0i}$ ;
  - 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  $P_{pos0i}$ .
- d) 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  $P_{neg0i}$ ;
  - 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  $P_{pos0i}$ .

$$P_{dez0i} = \begin{cases} P_{neg0i}, \sum q_{i,j}^C \neq 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R = 0 \\ P_{pos0i}, \sum q_{i,j}^C = 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R \neq 0 \\ \begin{cases} P_{neg0i}, DezSEN_i < 0 \\ P_{pos0i}, DezSEN_i > 0 \end{cases}, \sum q_{i,j}^C \neq 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R \neq 0 \\ \begin{cases} P_{neg0i}, DezSEN_i < 0 \\ P_{pos0i}, DezSEN_i > 0 \end{cases}, \sum q_{i,j}^C = 0 \text{ și } \sum q_{i,j}^R = 0 \end{cases}$$

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  $ID_i$ ;
- $P_{neg0i}$  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  $P_{dez_i}$  pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare interval de decontare, după cum urmează:

$$P_{dez_i} = P_{dez0_i} + Cfn_i + Cs_i$$

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 calculelor 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:

- a. 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;
- b. 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,
- c. costul OST din drepturile de încasare pentru dezechilibrele PRE, minus
- d. venitul OST din obligațiile de plată pentru dezechilibrele PRE, minus dacă este venit / plus dacă este cost;
- e. venitul/costul OST de la participanții la PEE și PRE ca urmare a aplicării penalităților, și plus dacă este cost / minus dacă este venit;
- f. costul / minus venitul pentru managementul congestiilor, minus
- g. 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 acesteia în fiecare ID la reducerea dezechilibrului SEN, respectiv la agravarea dezechilibrului SEN. Valoarea repartizată fiecărei PRE se determină astfel:

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

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  $Dez SEN_i < 0$  și 0 (zero) în  $ID_i$  în care  $Dez SEN_i > 0$ ,
- $DezPRE_{poz,j}^i$  este dezechilibrul pozitiv al  $PRE_i$  în  $ID_i$  în care  $Dez SEN_i > 0$  și 0 (zero) în  $ID_i$  în care  $Dez SEN_i < 0$ ;
- s reprezintă numărul de ID al lunii de livrare.

**251.** După calculul  $s_j$ , OST calculează costul sau venitul suplimentar final, prin adăugarea, după caz, a taxelor aferente la valoarea determinată în conformitate cu pct. 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-ul 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.