



HOTĂRÂRE
privind aprobarea Regulilor pieței gazelor naturale

nr. 534/2019 din 27.12.2019

Monitorul Oficial nr.55-61/199 din 21.02.2020

* * *

ÎNREGISTRAT:

Ministerul Justiției al Republicii Moldova
nr.1537 din 10 februarie 2020

Ministru _____ Fadei NAGACEVSCHI

În temeiul art.7 alin.(3) lit.a) din [Legea nr.108/2016](#) cu privire la gazele naturale (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr.193-203, art.415), Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Regulile pieței gazelor naturale (se anexează).
2. Se abrogă [Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.192/2005](#) cu privire la aprobarea Regulilor pieței de gaze naturale (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2005, nr.132-134, art.437).
3. Operatorii sistemelor de transport al gazelor naturale vor raporta trimestrial, pe parcursul anului 2020, despre acțiunile întreprinse în vederea pregătirii pentru implementarea Regulilor pieței gazelor naturale.
4. Punctele 1 și 2 din prezenta hotărâre intră în vigoare la 12 decembrie 2020. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

DIRECTORUL GENERAL

Veaceslav UNTILA

Directori

**Octavian CALMÎC
Eugen CARPOV
Ștefan CREANGĂ**

Nr.534/2019. Chișinău, 27 decembrie 2019.

Aprobate
prin Hotărârea Consiliului
de administrație al ANRE
nr.534/2019 din 27 decembrie 2019

REGULILE PIEȚEI GAZELOR NATURALE

Capitolul I

DISPOZIȚII GENERALE

Secțiunea 1

Domeniul de aplicare

1. Regulile pieței gazelor naturale (denumite în continuare – *Reguli*) au drept scop stabilirea cadrului legal pentru efectuarea tranzacțiilor de vânzare-cumpărare a gazelor naturale și a produselor conexe pe piața angro și cu amănuntul a gazelor naturale, precum și pentru prestarea serviciilor de sistem, bazate pe principiul transparenței, obiectivității, competitivității și nediscriminării.

2. Regulile reglementează:

- 1) structura pieței gazelor naturale;
- 2) procedurile, principiile și standardele de organizare și de funcționare a pieței gazelor naturale;
- 3) tipurile de contracte încheiate pe piața gazelor naturale și clauzele obligatorii ce urmează a fi introduse în contractele încheiate pe piața contractelor bilaterale în condiții reglementate;
- 4) metodele de calcul al fluxurilor efective de gaze naturale pe piața gazelor naturale, volumelor de gaze naturale procurate de participanții la piața gazelor naturale în conformitate cu contractele încheiate, metodele de evidență a cantității de gaze naturale la punctele de intrare și de ieșire ale rețelelor de transport al gazelor naturale;
- 5) procedurile și metodele de evidență a tranzacțiilor efectuate pe piața gazelor naturale;
- 6) procedura de efectuare a notificărilor fizice de către participanții la piața gazelor naturale;
- 7) procedurile și metodele aferente stabilirii și menținerii bazei de date pentru necesitățile pieței gazelor naturale;
- 8) procedurile și metodele aferente achiziției serviciilor de sistem și cele aferente achiziției gazelor naturale pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de transport și de distribuție a gazelor naturale;
- 9) drepturile și obligațiile participanților la piața gazelor naturale, inclusiv obligațiile participanților la piața gazelor naturale în legătură cu echilibrarea;
- 10) metodele de calcul al dezechilibrelor cantitative provocate de participanții la piața gazelor naturale și al decontărilor financiare pentru dezechilibrele provocate pe piața gazelor naturale;
- 11) alte norme necesare pentru organizarea și funcționarea pieței gazelor naturale.

Secțiunea 2

Noțiuni și termeni

3. Regulile se aplică față de toți participanții la piața gazelor naturale.

4. Regulile nu se aplică în situațiile excepționale pe piața gazelor naturale, în care participanții la piața gazelor naturale vor pune în aplicare măsuri specifice pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale prevăzute de Legea cu privire la gazele naturale nr.108/2016 (în continuare – [Legea nr.108/2016](#)) și Regulamentul privind situațiile excepționale pe piața gazelor naturale, Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața gazelor naturale aprobate prin [Hotărârea Guvernului nr.207/2019](#).

5. Regulile se aplică, de asemenea, în cazul gazelor naturale injectate sau extrase din depozitele de stocare, în acest scop depozitul de stocare este considerat ca o zonă de echilibrare adiacentă.

6. În sensul Regulilor se utilizează termenii definiți în [Legea nr.108/2016](#), Codul rețelelor de gaze naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.420/2019](#) și Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.421/2019](#), precum și următorii termeni și definiții:

dezechilibru zilnic – diferența dintre fluxurile de gaze naturale intrate și fluxurile de gaze naturale ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale, alocate unui participant la piața gazelor naturale, într-o zi gazieră;

consumator MNZ – consumator la care măsurarea cantității de gaze naturale și citirea indicațiilor echipamentului de măsurare are loc mai rar decât o dată într-o zi gazieră;

cantitate notificată – cantitatea de gaze naturale transferată între un operator al sistemului de transport al gazelor naturale (în continuare – *OST*) și unul sau mai mulți utilizatori de sistem sau, după caz, între portofolii de echilibrare;

cont de rețea – un cont în care se ține evidența fluxurilor de gaze naturale intrate și ieșite din rețeaua de transport sau de distribuție a gazelor naturale, ce aparține unui operator de sistem pentru a permite determinarea și decontarea lunară a cantităților de gaze naturale stocate în conductă și a gazelor naturale operaționale;

entitate de echilibrare (în continuare – *EE*) – *OST* desemnat de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (în continuare – *Agenție*) să realizeze funcția de echilibrare într-o zonă de echilibrare;

gaze naturale operaționale – cantitatea de gaze naturale necesară *OST* sau operatorului sistemului de distribuție (în continuare – *OSD*) pentru acoperirea consumului tehnologic și a pierderilor de gaze naturale în rețelele de transport și de distribuție a gazelor naturale;

nivel de toleranță zilnică – suma până la care dezechilibrele portofoliului de echilibrare sunt decontate la prețul de referință, determinat ca măsură provizorie până când nu există suficientă lichiditate de piață;

notificare comercială – solicitare a părții responsabilă de echilibrare (în continuare *PRE*) de a transfera dreptul de proprietate asupra gazelor naturale în punctul virtual de tranzacționare;

parte responsabilă de echilibrare – utilizator de sistem care utilizează gaze naturale pentru echilibrare;

preț de referință – prețul mediu ponderat al gazelor naturale tranzacționate pe piața angro într-o zi gazieră;

preț marginal de cumpărare – preț de decontare pentru cantitatea dezechilibrelor negative ale portofoliului de echilibrare care depășesc toleranțele, pe baza prețurilor de referință și a achizițiilor de gaze naturale pentru echilibrare ale *EE* la punctul virtual de tranzacționare (în continuare – *PVT*);

preț marginal de vânzare – preț de decontare pentru cantitatea dezechilibrelor pozitive ale portofoliului de echilibrare care depășesc toleranțele, pe baza prețului de referință și a vânzărilor de gaze naturale pentru echilibrare ale *EE* la *PVT*;

produse standardizate pe termen scurt (în continuare – *PSTS*) – produsele standardizate tranzacționate pe o platforma de tranzacționare, destinate livrării în cursul zilei sau în ziua următoare, 7 zile pe săptămână, la punctul de livrare fie *PVT*, fie un punct determinat fizic (*PSTS* locaționale).

profilul standardizat de consum (în continuare – *PSC*) – un set de parametri definiți pentru fiecare categorie de consumatori finali, care este utilizat pentru a estima profilul de consum al acestor consumatori finali între două citiri ale indicațiilor echipamentului de măsurare (ex: determinarea consumului zilnic pentru consumatorii finali la care indicațiile echipamentelor de măsurare se citesc lunar);

punct virtual de tranzacționare – un punct non-fizic unic pentru toate transferurile de proprietate asupra gazelor naturale de la un participant la alt participant al pieței gazelor naturale, din zona de echilibrare a Republicii Moldova.

Capitolul II

STRUCTURA PIEȚEI GAZELOR NATURALE

Secțiunea 1

Dispoziții generale

7. Piața gazelor naturale cuprinde toate tranzacțiile de vânzare-cumpărare a gazelor naturale și a altor produse conexe, fiind formată din piața angro a gazelor naturale și piața cu amănuntul a gazelor naturale.

8. Participanții pieței gazelor naturale sunt:

- 1) producătorii;
- 2) furnizorii;
- 3) consumatorii;
- 4) OSD;
- 5) OST;
- 6) operatorii depozitelor de stocare;
- 7) alți utilizatori de sistem.

9. PRE sunt responsabile financiar pentru dezechilibrele dintre valorile cantităților notificate și confirmate de gaze naturale și valorile cantităților măsurate de gaze naturale.

10. PRE sunt obligate să încheie contracte de echilibrare cu EE în conformitate cu cerințele prevăzute în Secțiunea 6 din prezentul Capitol, indiferent dacă acestea au contractat sau nu capacitatea de transport și indiferent dacă acestea furnizează sau nu gaze naturale consumatorilor finali.

11. Furnizorii de gaze naturale și OST sunt obligați să informeze Agenția privind modalitățile de procurare și furnizare a gazelor naturale pentru echilibrare.

12. Toate volumele de gaze naturale injectate în sau extrase din zona de echilibrare a Republicii Moldova se supun echilibrării în modul prevăzut de Reguli și Codul Rețelelor de gaze naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.420/2019](#).

Secțiunea 2

Piața angro

13. Tranzacțiile de vânzare-cumpărare a gazelor naturale, inclusiv tranzacțiile de import sau export, de pe piața angro se efectuează în bază contractelor bilaterale.

14. Furnizorii participă pe piața angro în baza licențelor pentru furnizarea gazelor naturale, eliberate în conformitate cu [Legea nr.108/2016](#) și îndeplinesc cerințele stabilite în Reguli.

15. Producătorii sunt în drept să vândă gaze naturale pe piața angro în baza licenței pentru producerea gazelor naturale, în conformitate cu [Legea nr.108/2016](#) și cerințele stabilite în Reguli.

16. OST, OSD și operatorii depozitelor de stocare sunt participanți specifici la piața gazelor naturale, care au dreptul să participe la tranzacții pe piața angro doar pentru a procura volume de gaze naturale operaționale. OST procură și vând gaze naturale necesare pentru îndeplinirea funcțiilor de echilibrare în conformitate cu Regulile, asigurând echilibrarea zonei de echilibrare a Republicii Moldova.

17. Punctul de livrare pentru contractele de pe piața angro este PVT.

Secțiunea 3

Piața cu amănuntul

18. Tranzacțiile de vânzare-cumpărare a gazelor naturale la care participă furnizorii și consumatorii finali în vederea satisfacerii consumului propriu se efectuează pe piața cu amănuntul a gazelor naturale.

19. Producătorul are dreptul să participe pe piața cu amănuntul a gazelor naturale dacă deține licență pentru furnizarea gazelor naturale, eliberată în conformitate cu [Legea nr.108/2016](#) și respectă cerințele stabilite în Reguli.

20. Pe piața cu amănuntul a gazelor naturale, furnizorii vând gaze naturale consumatorilor eligibili la prețuri negociate, în baza contractelor de furnizarea gazelor naturale încheiate cu aceștia în conformitate cu Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.113/2019](#). Furnizorii care furnizează gaze naturale în contextul obligațiilor de serviciu public stabilite în conformitate cu art.89 și 90 din [Legea nr.108/2016](#) furnizează gaze naturale consumatorilor finali la prețuri reglementate, aprobate de Agenție.

21. Punctele de livrare a gazelor naturale pentru contractele de vânzare cu amănuntul (contractele de furnizare a gazelor naturale încheiate cu consumatorii finali) sunt locurile de consum ale consumatorilor finali.

Secțiunea 4

Zona de echilibrare a Republicii Moldova

22. Zona de echilibrare a Republicii Moldova cuprinde rețelele de gaze naturale ale tuturor OST și OSD din Republica Moldova și include toate intrările și ieșirile la:

- 1) punctele de intrare în/ieșire din/sistemele de gaze naturale transfrontaliere;
- 2) punctele de intrare de la instalațiile de producerea gazelor naturale;
- 3) punctele de ieșire către instalațiile de utilizare ale consumatorilor finali;
- 4) punctele de ieșire către OST și OSD (consum gaze naturale operaționale);
- 5) punctul virtual de tranzacționare (PVT).

23. Perioada de echilibrare pentru zona de echilibrare a Republicii Moldova este ziua gazieră.

Secțiunea 5

Realizarea echilibrării în zona de echilibrare a Republicii Moldova

24. În scopul asigurării operării eficiente a sistemului de gaze naturale din zona de echilibrare a Republicii Moldova, EE are următoarele funcții:

- 1) echilibrarea în cadrul zonei de echilibrare a Republicii Moldova;
- 2) înregistrarea PRE și încheierea contractelor de echilibrare;
- 3) încheierea de acorduri de cooperare cu OST și OSD din zona de echilibrare a Republicii

Moldova;

4) procurarea PSTS și serviciilor de echilibrare în cadrul unor contracte transparente și nediscriminatorii;

5) cooperarea cu operatorii de platforme de tranzacționare pentru a facilita dezvoltarea pieței gazelor naturale;

6) stabilirea plății pentru neutralitate;

7) primirea, corelarea și confirmarea continuă a notificărilor comerciale de la PRE la PVT;

8) redirecționarea prognozelor de măsurare nonzilnice recepționate de la OSD către PRE;

9) inițierea unor acțiuni de echilibrare (echilibrarea operațională), în funcție de necesitățile OST, inclusiv determinarea (calcularea) fluxurilor efective de gaze naturale la punctele de interconectare dintre OST în zona de echilibrare a Republicii Moldova;

10) prezentarea de informații către PRE cu privire la capacitățile alocate și dezechilibre;

11) echilibrarea comercială a portofoliilor de echilibrare, în special determinarea dezechilibrelor, costului de înlăturare a dezechilibrelor, plățile pentru dezechilibre și decontarea lor financiară;

12) determinarea soldurilor conturilor de rețea și a sumelor lunare care urmează a fi decontate;

13) prezentarea de informații privind transparența pe piața angro și în zona de echilibrare a Republicii Moldova, conform prevederilor Regulilor;

14) alte funcții prevăzute de Reguli.

25. EE își îndeplinește funcțiile într-un mod transparent, nediscriminatoriu și bazat pe eficiența costurilor.

26. EE asigură confidențialitatea informațiilor obținute în timpul exercitării funcțiilor sale, fără a aduce atingere obligațiilor existente privind schimbul de informații cu autoritățile de reglementare sau de supraveghere.

27. EE are următoarele obligații:

1) să opereze o rețea de transport al gazelor naturale pe teritoriul Republicii Moldova în baza licenței pentru transportul gazelor naturale;

2) să dispună de personal calificat pentru îndeplinirea funcției de echilibrare;

3) să dispună de sisteme informaționale sigure și fiabile necesare pentru realizarea funcției de echilibrare;

4) să țină evidența separată a costurilor și a veniturilor rezultate din activitatea de echilibrare față de alte activități efectuate, în special de activitatea de transport al gazelor naturale.

28. OST vor decide în comun, care OST își va asuma rolul de EE a Republicii Moldova. OST va depune la Agenție o cerere în acest sens. Agenția va examina cererea și va adopta o hotărâre privind desemnarea EE cu respectarea cerințelor prevăzute la articolului 16 din [Legea cu privire la energetică nr.174/2017](#) și pct.27. Îndeplinirea continuă a acestor cerințe va fi demonstrată Agenției la cerere.

29. OST și OSD din zona de echilibrare a Republicii Moldova sunt obligați să coopereze cu EE pentru a gestiona fluxurile de gaze naturale, prezentarea datelor relevante, precum și efectuarea altor acțiuni stabilite în acordul de cooperare semnat cu EE.

Secțiunea 6

Contractele încheiate pe piața gazelor naturale

30. Pe piața angro de gaze naturale sunt prevăzute următoarele tipuri de contracte:

1) contracte bilaterale pe piața angro, conform pct.31:

a) contracte de vânzare/cumpărare a gazelor naturale;

b) contracte privind furnizarea serviciilor de echilibrare, potrivit Capitolului V din Reguli;
c) contracte privind achiziționarea gazelor naturale operaționale necesare OST/OSD, conform Capitolului VI din Reguli;

- 2) contracte de echilibrare dintre EE și PRE;
- 3) acord de cooperare dintre EE și operatorul de sistem;
- 4) contracte dintre EE și operatorul platformei de tranzacționare.

31. Contractele bilaterale pe piața angro vor include următoarele clauze obligatorii:

1) Punctul de livrare a gazelor naturale reprezintă punctul de transfer al riscului de pierdere și este identificat drept PVT.

2) Transferul dreptului de proprietate va necesita efectuarea unei notificări comerciale către EE, în conformitate cu prevederile Regulilor;

3) Partea contractantă care cumpără gaze naturale trebuie să facă o notificare comercială de cumpărare, în timp ce partea contractantă care vinde gaze naturale va face o notificare comercială de vânzare;

4) Suma indicată în notificările comerciale transmise către EE va fi convenită în prealabil între părțile contractante;

5) Contractele bilaterale pe piața angro vor defini responsabilitățile pentru cazurile în care notificările comerciale prezentate de ambele părți contractante nu se potrivesc și o parte contractantă a avut pierderi din cauza unor astfel de situații;

6) Părțile contractante vor conveni că transferul dreptului de proprietate asupra gazelor naturale de la o parte contractantă la altă parte contractantă, este determinat de notificările comerciale confirmate de EE;

7) Partea contractantă care procură gaze naturale pe piața angro nu va fi restricționată în niciun fel de a revinde gazele naturale care fac obiectul contractului, în special în ceea ce privește exportarea, furnizarea către anumiți consumatori angro sau anumiți consumatori finali, volumele și prețurile aplicate. Partea contractantă care comercializează gaze naturale pe piața angro nu va fi restricționată în niciun fel de a procura gazele naturale care fac obiectul contractului, în special în ceea ce privește sursele de import, producerea, volumele și prețurile aplicate.

32. Furnizorii care furnizează gaze naturale în contextul obligațiilor de serviciu public stabilite la art.89 și 90 din [Legea nr.108/2016](#), procură gaze naturale la cel mai mic preț, asigurând totodată fiabilitatea furnizării gazelor naturale către consumatorii finali. Acești furnizori sunt obligați să încheie și să prelungească contractele de procurare a gazelor naturale în termene rezonabile și să le prezinte spre avizare Agenției, cu cel puțin 15 zile înainte de expirarea contractelor precedente.

33. Încheierea unui contract de echilibrare este o condiție pentru:

- 1) utilizarea capacităților de transport de intrare/ieșire contractate (sau subînchiriate);
- 2) furnizarea gazelor naturale consumatorilor finali;
- 3) injectarea în rețeaua de gaze naturale a gazelor naturale de la producător;
- 4) transmiterea notificărilor comerciale.

34. OST și OSD sunt obligați să încheie un acord de cooperare cu EE care va reglementa, inclusiv procesul de cooperare pentru asigurarea echilibrării operaționale a zonei de echilibrare a Republicii Moldova, furnizarea informațiilor privind alocarea și măsurarea, gestionarea conturilor de rețea și alte drepturi și obligații prevăzute de Reguli.

35. EE va ține evidența fluxurilor de gaze naturale intrate și ieșite din rețelele de gaze naturale, precum și a alocărilor efectuate de OST și OSD pentru echilibrarea zilnică a portofoliilor de echilibrare, într-un cont de rețea, conform cerințelor din Capitolul IX.

36. EE va încheia un acord cu operatorii platformelor de tranzacționare în scopul de a stabili procedura de transmitere a notificărilor unilaterale din numele participanților la tranzacții. Aceste tipuri de acorduri vor reglementa, inclusiv criteriile de admitere și de suspendare a participanților la tranzacții, procedurile operaționale ale nominalizărilor unilaterale la PVT pentru participanții la tranzacții și prezentarea de informații agregate privind prețurile de tranzacționare și alte drepturi și obligații prevăzute de Reguli.

37. Pe piața gazelor naturale cu amănuntul, tranzacțiile de vânzare-cumpărare a gazelor naturale se efectuează în conformitate cu contractele de furnizare a gazelor naturale încheiate între furnizor și consumatorul final. Furnizorul este obligat să elaboreze clauzele contractuale standard ale contractului de furnizare a gazelor naturale care să prevadă în mod obligatoriu condițiile contractuale stabilite de [Legea nr.108/2016](#), Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.113/2019](#) și să le propună spre negocieri consumatorilor finali. Clauzele contractuale obligatorii ale contractului de furnizarea gazelor naturale (la prețuri reglementate) încheiate de către consumatorii finali cu furnizorii care furnizează gaze naturale în contextul obligațiilor de serviciu public sunt prevăzute în Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.113/2019](#).

Secțiunea 7

Obligațiile participanților la piața gazelor naturale

38. PRE are următoarele obligații:

- 1) să prognozeze consumul de gaze naturale a consumatorilor finali deserviți de aceasta;
- 2) să întreprindă măsuri necesare în mod continuu (24/7) pentru a păstra echilibrul dintre cantitățile de gaze naturale intrate și ieșite din portofoliul de echilibrare al acestora, pentru fiecare zi gazieră, cu scopul de a minimiza necesitatea întreprinderii acțiunilor de echilibrare;
- 3) să transmită notificările comerciale către EE pentru orice transfer de proprietate asupra gazelor naturale;
- 4) să achite plățile pentru dezechilibru și plățile pentru neutralitate;
- 5) să asigure personal calificat, sisteme informaționale și resurse financiare necesare pentru a-și îndeplini funcțiile și obligațiile prevăzute în Reguli;
- 6) să transmită informații către Agenție cu privire la tranzacțiile de pe piața angro.

39. OST are următoarele obligații:

- 1) să procure gaze naturale în scopuri operaționale de pe piața angro, să prognozeze zilnic cererea și să transmită notificările comerciale la PVT;
- 2) cooperarea cu EE în procesul de echilibrare operațională, în special prin transmiterea tuturor informațiilor și instrucțiunilor necesare pentru asigurarea fluxurilor de gaze naturale în punctele de interconectare între OST;
- 3) transmiterea către EE a informațiilor privind alocările din portofoliul de echilibrare pentru punctele de interconectare transfrontaliere;
- 4) transmiterea către EE a informațiilor cu privire la alocările în contul de rețea pentru rețelele interconectate cu alți operatori de sistem;
- 5) transmiterea către EE a informațiilor cu privire la cantitățile de gaze naturale din rețeaua lor de transport al gazelor naturale la începutul fiecărei zile gaziere, și în fiecare oră, cu prognozarea cantității de gaze naturale în rețeaua de transport la sfârșitul zilei gaziere, în baza nominalizărilor și a cererii prognozate din partea consumatorilor finali, instalațiile de utilizare ale

căroră sunt racordate direct la rețeaua de transport al gazelor naturale și de la OSD la momentul calculării;

6) transmiterea informațiilor către Agenție cu privire la tranzacțiile de pe piața angro.

40. OSD are următoarele obligații:

1) să procure gaze naturale operaționale de pe piața angro, să prognozeze zilnic cererea și transmite notificările comerciale la PVT;

2) cooperarea cu OST din amonte pentru realizarea prognozelor cu privire la ieșirile (prelevările) de gaze naturale din sistemul de transport;

3) transmiterea către EE a prognozei consumului de gaze naturale pentru consumatorii MNZ per furnizor;

4) transmiterea către EE a datelor privind alocările în portofoliu de echilibrare pentru punctele de intrare de la instalațiile de producere a gazelor naturale, punctele de consum și punctele de consum proprii;

5) transmiterea către EE a informațiilor privind alocările în contul de rețea pentru punctele de ieșire spre rețelele de distribuție din aval;

6) transmiterea de informații către Agenție cu privire la tranzacțiile de pe piața angro.

41. Consumatorii finali cu debitul mai mare de 50 MW sunt responsabili pentru transmiterea către furnizorii lor a informațiilor privind consumul prognozat.

Secțiunea 8

Cerințele pentru înregistrarea PRE și a portofoliilor de echilibrare

42. În cazul recepționării unei notificări din partea Agenției cu privire la retragerea sau suspendarea/încetarea valabilității licenței deținute de PRE, EE va suspenda contractul de echilibrare încheiat cu PRE respectivă.

43. În cazul în care o PRE nu întrunește cerințele prevăzute de Reguli, contractul de echilibrare al acesteia va fi suspendat. În acest caz, PRE nu este scutită de responsabilitățile financiare care îi revin pentru eventualele dezechilibre acumulate până la data și ora suspendării.

Secțiunea 9

Contractul de echilibrare

44. Contractul de echilibrare reprezintă un contract standardizat, nediscriminatoriu și nu trebuie să conțină restricții nejustificate pentru participanții la piața gazelor naturale, sau prevederi care ar putea pune în pericol securitatea aprovizionării cu gaze naturale a Republicii Moldova. Contractul de echilibrare se redactează astfel încât să permită PRE, EE, OST și OSD să își îndeplinească responsabilitățile în temeiul [Legii nr.108/2016](#) și Regulilor.

45. Proiectul contractului de echilibrare este elaborat de EE. Textul contractului de echilibrare, precum și orice alte modificări ale acestuia vor fi prezentate Agenției. EE va modifica conținutul contractului de echilibrare, la solicitarea Agenției.

46. EE publică modelul contractului de echilibrare pe pagina sa electronică.

47. Contractul de echilibrare reglementează în special termenii și condițiile privind:

1) drepturile și obligațiile părților contractante;

2) consecințele suspendării sau încetării contractului de echilibrare;

3) procedura de prezentare, coordonare și confirmare a notificărilor comerciale ale PRE;

4) procedura de determinare și decontare comercială a dezechilibrelor în portofoliul de echilibrare al PRE, inclusiv a plăților de neutralitate;

5) schimburile de date aferente.

48. Contractul de echilibrare va include codul portofoliului de echilibrare atribuit PRE și următoarele informații pentru EE, precum și PRE:

1) numele și adresa companiei;

2) numărul de înregistrare;

3) tipul și numărul licenței;

4) fișa de date de contact care conține informațiile de contact necesare pentru punerea în aplicare a contractului de echilibrare, în special informații privind schimbul de date pentru notificările comerciale, informații privind dezechilibrele și facturarea.

49. Contractul de echilibrare este valabil pe o perioadă nedeterminată, până la rezoluțiunea de către una dintre părțile contractante prin preaviz cu termen rezonabil.

50. Pentru încheierea unui contract de echilibrare cu EE, solicitantul trebuie să depună o cerere de înregistrare utilizând formularul publicat pe pagina electronică a EE și să prezinte informația necesară, în conformitate cu pct.48 din Reguli. Formularul cererii de înregistrare este elaborat de EE.

51. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea informațiilor complete și corecte stabilite la pct.48, EE va informa solicitantul cu privire la codul unic al portofoliului de echilibrare ce i-a fost atribuit și va transmite în format electronic varianta semnată a contractului de echilibrare. În cazul unor erori în cererea de înregistrare, EE va notifica solicitantul în termen de 2 zile lucrătoare despre existența unor astfel de erori.

52. La recepționarea de către EE a unui original completat și semnat al contractului de echilibrare, solicitantul este activat în calitate de PRE pe piața gazelor naturale.

53. EE trebuie să informeze prompt, inclusiv în format electronic toate PRE, OST, OSD, operatorii platformelor de tranzacționare cu privire la prima activare a unei PRE și orice alte modificări ulterioare ale statutului activării care pot surveni, în special suspendări ale contractului de echilibrare.

54. În cazul modificării informațiilor prevăzute în pct.48, PRE va informa EE în format electronic în termen de 3 zile lucrătoare despre modificările respective. EE trebuie să înregistreze aceste modificări în mod corespunzător în termen de 2 zile lucrătoare.

Capitolul III FUNȚIONAREA PIETEI ANGRO

Secțiunea 1

Punctul virtual de tranzacționare

55. PVT este punctul unic pentru toate transferurile de proprietate asupra gazelor naturale în zona de echilibrare a Republicii Moldova. Un astfel de transfer de proprietate este efectuat de PRE prin transmiterea unei notificări comerciale către EE, în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitol. PVT nu este un punct fizic al rețelei de gaze naturale, ci un punct noțional pentru zona de echilibrare a Republicii Moldova. PRE nu sunt obligate să contacteze capacitatea la PVT.

56. Dreptul de a prezenta notificări comerciale pentru transferul de proprietate la PVT (accesul la PVT) este acordat PRE, în baza unui contract de echilibrare.

57. PRE care încheie un contract de echilibrare pentru prima dată vor fi autorizate pentru accesul PVT numai după ce și-au demonstrat capacitatea de a realiza schimburile de date în conformitate cu formatele, interfețele, canalele de comunicare, standardele de securitate și prevederile indicate în contractul de echilibrare. În acest scop, EE va efectua un test al rețelelor de comunicare cu PRE în termen de 5 zile.

58. EE va opera PVT prin: prelucrarea, coordonarea, confirmarea și alocarea notificărilor comerciale de la PRE, în regim continuu (24/7). Aceasta implică, în special, asigurarea personalului necesar sistemelor tehnologiilor informaționale și a infrastructurii de comunicații necesare.

59. Pentru a recupera costurile aferente operării PVT, EE are dreptul să solicite plăți transparente și nediscriminatorii pentru oferirea accesului la PVT. Aceasta poate implica, inclusiv, introducerea unei plăți anuale de abonament, a unei plăți bazate pe cantitate și/sau a unor plăți aferente numărului de notificări comerciale transmise într-o anumită perioadă definită. Introducerea sau modificarea plăților existente pentru accesul la PVT se efectuează după coordonarea prealabilă de către Agenție urmare a consultărilor publice realizate de către aceasta.

60. PRE este obligată să plătească plățile facturate de EE pe baza serviciilor furnizate și care fac obiectul plăților pentru accesul la PVT.

Secțiunea 2

Notificările comerciale

61. Transferul de gaze naturale între două portofolii de echilibrare din cadrul zonei de echilibrare a Republicii Moldova se realizează prin transmiterea în adresa EE a unei notificări comerciale, în cursul unei zile gaziere.

62. EE nu este responsabilă pentru determinarea conformității notificării comerciale prezentate de PRE cu contractele pe piața angro, pe care PRE le-ar putea avea încheiate cu alți participanți la piața angro de gaze naturale.

63. PRE poate prezenta notificări comerciale indiferent dacă a depus o nominalizare sau renominalizare pentru ziua gazieră respectivă.

64. O notificare comercială trebuie să conțină cel puțin următoarele informații:

- 1) ziua gazieră pentru care se efectuează transportul gazelor naturale;
- 2) codurile de identificare ale ambelor portofolii de echilibrare în cauză;
- 3) specificarea tipului notificării (de vânzare sau de cumpărare);
- 4) cantitatea de gaze naturale notificată zilnic, exprimată în kWh/zi, sau în kWh/h pentru cantitatea de gaze naturale notificată orar.

65. Notificările comerciale pot fi modificate și retransmise în cursul unei zile gaziere. EE va lua în considerație notificările comerciale pentru o zi gazieră primite până cu 3 ore înainte de sfârșitul zilei gaziere respective. Notificările comerciale pentru o zi gazieră sunt considerate corespunzătoare dacă sunt primite de EE de la ambele PRE cu 30 de minute înainte de următoarea oră completă.

66. Cantitatea de gaze naturale notificată zilnic și confirmată se va determina pe baza „Regulii mai mici”, care este luată:

- 1) cantitatea de gaze naturale notificată zilnic, la care valoarea este aceeași în ambele notificări comerciale corespunzătoare ale PRE; sau
- 2) cea mai mică cantitate notificată indicată în cele două notificări comerciale corespunzătoare ale PRE;

67. Pentru zilele gaziere în care are loc trecerea de la ora de iarnă/vară, se aplică modificările aduse în conformitate cu pct.65.

68. Notificările și confirmările comerciale vor fi expediate electronic ca document EDIG@S-XML prin intermediul protocolului AS/4. EE permite utilizarea, într-un mod transparent și nediscriminatoriu, nominalizări în format electronic sau alte posibilități de schimb de date

similare, luând în considerație prevederile Codului rețelilor de gaze naturale aprobat de [Agenție prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.420/2019](#).

69. EE ține evidența tuturor notificărilor comerciale primite, precum și notificărilor comerciale confirmate.

Secțiunea 3

Platforma de tranzacționare

70. Platformele de tranzacționare, în sensul piețelor organizate pentru desfășurarea comerțului angro cu gaze naturale sunt operate de operatorii platformelor de tranzacționare și sunt identificate în prealabil de către operatorul de sistem de transport și aprobate de Agenție. Ca măsură provizorie, în condițiile Codului Rețelilor de gaze naturale, aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.420/2019](#), la înființarea unei platforme de tranzacționare și în scopul asigurării echilibrării, EE poate crea o platformă de echilibrare sau o platformă de echilibrare comună sub formă de platformă de tranzacționare în care EE acționează în calitate de contraparte la toate tranzacțiile în conformitate cu Codul rețelilor de gaze naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.420/2019](#).

71. Punctul de livrare al unei platforme de tranzacționare va fi PVT din zona de echilibrare a Republicii Moldova.

72. După încheierea fiecărei tranzacții, operatorul platformei de tranzacționare pune la dispoziția participanților la tranzacție toată informația necesară pentru confirmarea tranzacției.

73. Participantul la tranzacție este responsabil de transmiterea notificărilor comerciale EE în conformitate cu cerințele prevăzute în Secțiunea 2 din prezentul Capitol, cu excepția cazului în care responsabilitatea este atribuită operatorului platformei de tranzacționare sau unei terțe părți în conformitate cu regulile aplicabile platformei de tranzacționare.

74. Operatorul platformei de tranzacționare permite utilizatorilor de sistem să efectueze tranzacții pe platforma de tranzacționare numai dacă aceștia dețin dreptul de a prezenta notificări comerciale. EE informează fără întârziere operatorul platformei de tranzacționare despre PRE care au fost lipsiți de dreptul de a face notificări comerciale în conformitate cu contractele aplicabile în vigoare, ceea ce va duce la suspendarea dreptului de tranzacționare al PRE pe platforma de tranzacționare, fără a aduce atingere altor drepturi ale operatorului platformei de tranzacționare în conformitate cu regulile aplicabile platformei de tranzacționare.

75. Operatorul platformei de tranzacționare este obligat să păstreze confidențialitatea informațiilor considerate secret comercial, în special a informațiilor privind prețurile sau alte informații oficiale cu acces limitat la care obține acces în timpul îndeplinirii funcțiilor sale, cu excepția prezentării informației Agenției sau organelor de supraveghere care sunt supuse cerințelor prevăzute de Reguli.

Secțiunea 4

Transparența pieței angro

76. EE va publica pe pagina electronică:

- 1) Modelul contractului de echilibrare;
- 2) plata pentru neutralitate
- 3) plata pentru operarea PVT;
- 4) alte reguli și metodologii relevante pentru procesul de echilibrare.

77. EE va publica următoarele date actuale și istorice cel puțin din ultimii 3 ani:

- 1) lista PRE înregistrată, statutul acesteia și codul de identificare a portofoliului ei de echilibrare, actualizată zilnic;
- 2) poziția zonei de echilibrare a Republicii Moldova pe baza informațiilor recepționate de la OST, actualizate la fiecare oră;
- 3) prețul de referință și plățile pentru dezechilibre aplicabile, actualizate zilnic;
- 4) informații privind numărul acțiunilor de echilibrare efectuate într-o zi gazieră, inclusiv costurile/veniturile asociate, actualizate zilnic;
- 5) prognoza consumului total la locurile de consum ale consumatorilor MNZ pentru zona de echilibrare a Republicii Moldova, actualizată zilnic;
- 6) cantitatea de gaze naturale din rețeaua de transport al gazelor naturale la începutul fiecărei zile gaziere, și prognoza cantității de gaze naturale din rețea la sfârșitul zilei gaziere, actualizată în fiecare oră;
- 7) soldul contului de neutralitate, actualizat cel puțin lunar;
- 8) cantitatea totală de gaze naturale transferată la PVT pe zi, actualizată cel puțin lunar până în a 10-a zi a lunii următoare.

78. Informațiile menționate în această Secțiune, prezentate de EE trebuie să corespundă următoarelor cerințe:

- 1) să fie plasate pe pagina electronică a EE sau al altui sistem care furnizează informațiile în format electronic;
- 2) să fie accesibile participanților la piața gazelor naturale gratuit;
- 3) să fie expuse într-un format ușor de utilizat;
- 4) să fie clare, cuantificabile și ușor accesibile;
- 5) să fie nediscriminatorii;
- 6) să fie expuse în unități consistente fie în kWh, fie în kWh/zi și kWh/h;
- 7) să fie plasate în limba română și după caz, în limba engleză.

Capitolul IV ECHILIBRAREA OPERAȚIONALĂ

79. EE întreprinde acțiuni de echilibrare cu scopul:

- 1) de a permite OST să mențină în limite operaționale rețelele sale de transport al gazelor naturale;
- 2) de a asigura stocarea unei cantități corespunzătoare de gaze naturale în rețeaua de transport al gazelor naturale din zona de echilibrare a Republicii Moldova la sfârșitul zilei gaziere, diferită de cea prognozată pe baza intrărilor și ieșirilor preconizate prognozate pentru acea zi gazieră, în așa mod încât să asigure funcționarea economică și eficientă a rețelelor de transport al gazelor naturale.

80. La determinarea acțiunilor de echilibrare necesare, OST trebuie să transmită EE în mod regulat în cursul zilei, datele necesare cu privire la cantitatea de gaze naturale care trebuie să fie injectată sau extrasă din rețeaua acestora. La determinarea acestor informații, fiecare OST va lua în considerare cel puțin următoarele aspecte:

- 1) prognozele OST privind cererea de gaze naturale pe parcursul zilei gaziere, pentru care ar putea fi necesare acțiunile de echilibrare;
- 2) informațiile privind nominalizarea și alocarea, precum și fluxurile de gaze naturale măsurate;
- 3) presiunea în rețeaua de transport a gazelor naturale.

Metodele de calcul, constrângerile, duratele, ciclurile de actualizare și schimbul de date, și alte detalii operaționale, vor fi stabilite în acordul de cooperare dintre EE și OST.

81. OSD sunt obligați să coopereze cu OST pentru a permite prognozarea exactă a volumelor de gaze naturale ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale. OSD informează OST din amonte cu privire la orice situație care pot afecta rețeaua de transport al gazelor naturale în punctele lor de interconectare și efectul așteptat al acestora. În special, acestea trebuie să fie lucrări de construcție/întreținere și schimbărilor sezoniere ale nivelului presiunii.

82. EE va întreprinde acțiuni de echilibrare prin:

- 1) instrucții OST cu privire la un anumit flux la punctele comune de interconectare;
- 2) vânzarea și cumpărarea de PSTS pe o platformă de tranzacționare; și/sau
- 3) utilizarea serviciilor de echilibrare.

Acțiunile de echilibrare vor fi utilizate în ordinea priorității de mai sus, începând cu instrucțiunile cu privire la fluxul de gaze naturale.

83. La realizarea acțiunilor de echilibrare, EE trebuie să țină cont de următoarele principii:

- 1) acțiunile de echilibrare trebuie întreprinse în mod nediscriminatoriu;
- 2) acțiunile de echilibrare vor ține cont de obligația OST de a opera rețelele de transport al gazelor naturale într-un mod economic și eficient.

84. Pentru a întreprinde acțiuni de echilibrare prin utilizarea serviciilor de echilibrare, EE va face cerere de ofertă în conformitate cu ordinea de merit stabilită în pct.99. În conformitate cu contractul pentru furnizarea serviciilor de echilibrare, EE va transmite cerere de ofertă fiecărui furnizor de servicii de echilibrare, informându-l cu privire la cantitatea de gaze naturale necesară și ora de începere. Pentru fiecare solicitare, EE înregistrează o notificare comercială unilaterală la PVT între codul de identificare al EE și portofoliul de echilibrare al furnizorului de servicii de echilibrare.

85. În cazul situațiilor excepționale, în care există un dezechilibru între intrările și ieșirile din zona de echilibrare a Republicii Moldova și o insuficiență de PSTS și/sau servicii de echilibrare pentru menținerea sistemelor de transport în limite de siguranță operațională, EE poate solicita OST să reducă nominalizările acelor PRE care cauzează dezechilibrul sistemului de gaze naturale. Astfel de situații excepționale pot apărea, dar nu se limitează la situațiile excepționale pe piața gazelor naturale, în conformitate cu [Legea nr.108/2016](#).

86. OST are obligația să prezinte Agenției un raport trimestrial, care să conțină informații despre gazele naturale stocate în conductă pentru fiecare lună gazieră. Raportul conține informații detaliate despre:

- 1) cantitatea totală de gaze naturale din sistemul de transport la începutul zilei gaziere pe baza presiunilor din rețeaua de transport;
- 2) flexibilitatea disponibilă în conducta de stocare pentru injectare (creșterea presiunii) și retragere (scăderea presiunii);
- 3) limitele operaționale aplicate pentru determinarea flexibilității de stocare în conductă;
- 4) culelele respective și parametrii tehnici.

87. În scopul desfășurării acțiunilor de echilibrare, EE își atribuie un cod de identificare. Acest cod este utilizat exclusiv pentru schimbul de date și ținerea evidenței și nu care nu este asociat unui portofoliu de echilibrare, subiect al echilibrării comerciale.

Capitolul V

ACHIZIȚIONAREA SERVICIILOR DE ECHILIBRARE

88. EE va achiziționa servicii de echilibrare în acele situații în care PSTS nu pot fi furnizate, sau nu vor fi suficiente pentru menținerea parametrilor tehnici de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele operaționale, sau în absența lichidității pe piața de gaze naturale în ceea ce privește PSTS.

89. Serviciile de echilibrare se achiziționează în conformitate cu Regulile și Codul Rețelelor de gaze naturale aprobat prin [Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.420/2019](#).

90. Furnizorul serviciilor de echilibrare își îndeplinește obligațiile care îi revin în conformitate cu contractul pentru furnizarea serviciilor de echilibrare prin:

- 1) depunerea renominalizărilor la punctele de interconectare transfrontaliere;
- 2) și/sau prin modelarea consumului de gaze naturale al consumatorilor finali instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale.

91. Furnizorul serviciilor de echilibrare este obligat să întreprindă toate măsurile necesare pentru a asigura la solicitarea EE conform contractului pentru furnizarea serviciilor de echilibrare, injectarea sau prelevarea cantității orare de gaze naturale până la sfârșitul zilei gaziere în curs.

92. Produsele de servicii de echilibrare vor avea următoarele restricții:

- 1) punctul de livrare va fi PVT;
- 2) perioada contractului este o luna gazieră;
- 3) volumul contractatului nu trebuie să depășească 10 MWh/h;
- 4) prețul contractului poate fi o plată fixă bazată pe volum sau poate include adițional o plată fixă de disponibilitate.

93. EE va achiziționa servicii de echilibrare prin intermediul unei licitații publice transparente și nediscriminatorii. Licitația va fi anunțată pe pagina electronică a EE cu cel puțin o lună înainte de termenul-limită pentru depunerea ofertelor. Serviciile de echilibrare se procură pentru fiecare perioadă de 6 luni gaziere.

94. Anunțul privind organizarea licitației va include:

- 1) Perioada pentru care se solicită furnizarea serviciilor de echilibrare licitate;
- 2) numărul de contracte necesare, pe direcție, pentru fiecare perioadă contractuală;
- 3) specificațiile detaliate ale produsului (în special mărimea contractului, numărul de zile pentru care executarea contractului poate fi solicitată de EE pe durata contractului, timpul de execuție la cerere);
- 4) descrierea procedurii de licitație (în special cerințele de precalificare și criteriile de atribuire);
- 5) prevederile contractului pentru furnizarea serviciilor de echilibrare (în special aspectele operaționale și cele vizând schimbul de date pentru furnizarea serviciului de echilibrare).

95. Condițiile contractului pentru furnizarea serviciilor de echilibrare vor fi coordonate cu Agenția și se vor aplica tuturor furnizorilor serviciilor de echilibrare.

96. Fiecare PRE care a contractat capacitate la punctele de interconectare transfrontaliere sau care este furnizor pentru consumatorii finali ale căror instalații de utilizare sunt racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale are dreptul să participe la licitația pentru achiziționarea serviciilor de echilibrare, condiționată de o preselectie reușită în conformitate cu cerințele tehnice și financiare stabilite în anunțul de licitație. Ofertanții trebuie să informeze EE cu privire la punctele specifice pe care aceștia intenționează să le utilizeze pentru furnizarea serviciilor de echilibrare către EE.

97. Ofertele depuse în cadrul unei licitații pentru achiziționarea serviciilor de echilibrare sunt eligibile dacă:

1) sunt depuse de o PRE precalificată (oferant), așa cum este definit în descrierea procedurii de licitație;

2) este specificată perioada (termenul) contractului, numărul de contracte oferite și prețul oferit pentru contract;

3) sunt primite înainte de termenul-limită de depunere a ofertelor.

98. PRE au dreptul să depună oferte multiple pentru fiecare perioadă contractuală în parte.

99. După expirarea termenului-limită de depunere a ofertelor, EE evaluează ofertele eligibile. Pe perioadă contractuală, toate ofertele primite de la PRE calificate vor fi aranjate în ordinea costului lor de proiect în MDL/MWh, începând cu oferta disponibilă pentru EE cu cel mai mic preț pe direcție. Ulterior, EE va accepta un număr de oferte atât cât este necesar pentru a îndeplini integral cerințele de echilibrare ale sistemului, specificate în anunțul de licitație în ordine crescătoare a costului de proiect exprimat în MDL/MWh, începând cu oferta disponibilă pentru EE la cel mai mic preț (Ordine de merit).

100. În termen de 5 zile lucrătoare de la data-limită pentru depunere a ofertelor, EE informează în mod electronic fiecare ofertant cu privire la acceptarea/respingerea ofertelor sale.

101. Informația agregată privind rezultatul achizițiilor va fi publicată pe pagina electronică a EE, și va conține cel puțin următoarele informații:

1) volumul total contractat în perioadă contractuală;

2) numărul ofertanților în perioada contractuală;

3) prețul de ofertă minim și maxim pe perioada contractuală, unde au fost acceptați mai mult de 3 ofertanți.

102. În cazul în care un furnizor de servicii de echilibrare încalcă obligațiile care îi revin în temeiul pct.90, acesta va fi penalizat în conformitate cu prevederile contractului pentru furnizarea serviciilor de echilibrare.

Capitolul VI

ACHIZIȚIONAREA GAZELOR NATURALE OPERAȚIONALE DE CĂTRE OST ȘI OSD

103. Operatorii de sistem vor achiziționa gaze naturale operaționale printr-o licitație publică, transparentă și nediscriminatorie. Licitația va fi anunțată pe pagina electronică a acestora cu cel puțin o lună înainte de termenul-limită pentru depunerea ofertelor. Ofertele se vor limita la perioadele contractuale până la sfârșitul următorului an gazier.

104. Anunțul cu privire la licitație trebuie să conțină cel puțin:

1) perioada contractuală pentru care se face licitația;

2) cantitatea minimă de gaze naturale necesară pentru perioada contractuală;

3) cantitatea estimată de gaze naturale necesară pentru perioada contractuală;

4) debitul maxim de consum pe oră pentru perioada contractuală;

5) descrierea procedurii de licitație (în special cerințele de precalificare și criteriile de atribuire);

6) condițiile contractului privind achiziționarea gazelor naturale operaționale (în special aspectele operaționale și cu privire la schimbul de date).

105. Mărimea lotului pentru licitație, determinat de operatorul de sistem, nu trebuie să creeze restricții în ceea ce privește numărul de participanți la licitație.

106. În condițiile contractului pentru procurarea gazelor naturale operaționale se va include cerința pentru operatorul de sistem să prezinte informații pertinente în ceea ce privește consumul de gaze naturale prognozat.

107. Orice furnizor are dreptul să participe la licitația pentru achiziționarea gazelor operaționale, dacă este cazul, cu condiția că acesta îndeplinește cerințele tehnice și financiare stabilite în anunțul de licitație.

108. Ofertele depuse în cadrul unei proceduri de licitație pentru achiziționarea gazelor naturale operaționale sunt eligibile dacă:

- 1) sunt depuse de o PRE precalificată (ofertant), conform procedurii de licitație;
- 2) pentru fiecare lot se specifică perioada contractului și prețul contractului oferit.
- 3) sunt recepționate înainte de termenul-limită de depunere a ofertelor.

109. După expirarea termenului-limită de depunere a ofertelor, operatorul de sistem va evalua ofertele eligibile. Pentru fiecare perioadă contractuală, toate ofertele primite de la PRE calificate vor fi aranjate în ordinea costului în MDL/MWh, începând cu oferta disponibilă la cel mai mic preț al gazelor naturale pe direcție. Operatorul de sistem va accepta atâtea oferte câte sunt necesare pentru a satisface pe deplin cererea de gaze naturale operaționale specificată în anunțul de licitație, în ordine crescătoare a prețului gazelor naturale în MDL/MWh, începând cu oferta disponibilă la cel mai mic preț (Ordine de Merit).

110. În termen de 5 zile lucrătoare de la data-limită pentru depunere a ofertelor, operatorul de sistem va informa în mod electronic fiecare ofertant cu privire la acceptarea/neacceptarea ofertelor. Contractul pentru achiziționarea gazelor naturale operaționale intră în vigoare din data semnării.

Capitolul VII

CONSUMATORI FINALI LA CARE SUNT INSTALATE ECHIPAMENTE DE MĂSURARE CU MĂSURARE NON-ZILNICĂ (MNZ)

Secțiunea 1

Elaborarea profilelor standardizate de consum pentru MNZ

111. Toate indicațiile echipamentelor consumatorilor MNZ sunt citite lunar de către OSD, astfel, alocările consumatorilor MNZ prezentate EE vor fi considerate finale la termenul-limită (de compensare).

112. OSD desemnat de Agenție va elabora împreună cu alți OSD și furnizorii o metodă pentru estimarea consumului zilnic pentru fiecare categorie de consumatori finali la care evidența consumului de gaze naturale nu este realizată în regim zilnic, în baza profilurilor standardizate de consum.

113. Metoda PSC trebuie să îndeplinească următoarele criterii:

1) cantitatea de alocare zilnică a consumatorilor MNZ se determină ca produs al valorii funcției profilului standardizat de consum și al consumului lunar al consumatorului final înregistrat de echipamentul de măsurare.

2) profilul standardizat de consum trebuie să depindă de temperatura medie zilnică a aerului înconjurător și de tipul zilei (de exemplu, zi lucrătoare, zi de odihnă).

3) categoriile de consumatori finali vor fi stabilite în dependență de tipurile de consum.

4) tipul funcției și parametrii pe categorii de consumatori finali vor fi selectați astfel încât să minimizeze variațiile dintre alocările consumatorilor MNZ și consumul real/efectiv pentru o zi gazieră.

5) stabilirea zonelor de temperatură, în cazul în care nu sunt prevăzute de reglementările existente;

6) pentru a ține cont de graficul de citire a echipamentelor de măsurare la locurile de consum ce aparțin consumatorilor MNZ, care nu coincide cu luna gazieră, metoda PSC trebuie să includă repartizarea adecvată a consumului de gaze naturale între două luni gaziere și o metodă pentru determinarea consumului lunar prognozat.

114. Pentru a fi aplicată metoda PSC trebuie să fie consultat de către OSD cu părțile interesate și coordonată în final cu Agenția. La cererea Agenției, metoda PSC va fi modificată.

115. Fiecare OSD va efectua o clasificare a locurilor de consum ale consumatorilor MNZ racordate la rețeaua sa de distribuție, aplicând metoda PSC.

116. OSD împreună cu furnizorii sunt în drept să elaboreze, în caz de necesitate o altă metodă de alocare zilnică pentru diferite categorii de consumatori finali la care evidența consumului de gaze naturale nu este realizată în regim zilnic.

Secțiunea 2

Prognoza MNZ și determinarea alocărilor pentru consumatorii MNZ

117. Pentru fiecare zi gazieră, OSD va prognoza alocarea zilnică pentru consumatorii MNZ ai unui furnizor aplicând:

- 1) categoria de consumator final atribuită consumatorilor MNZ;
- 2) prognoza lunară a consumului de gaze naturale a consumatorilor MNZ;
- 3) prognoza cea mai recentă a temperaturilor pentru ziua gazieră, specifică zonei teritoriale unde sunt amplasați consumatorii MNZ;
- 4) perioada de timp a zilei gaziere.

OSD va efectua 3 prognoze: prognoza pentru ziua următoare și încă 2 prognoze pe parcursul zilei.

118. După fiecare zi gazieră, OSD va determina alocarea zilnică inițială pentru consumatorii MNZ ai unui furnizor, luând în considerare:

- 1) categoria de consumatori finali atribuită consumatorilor MNZ respectivi;
- 2) consumul lunar prognozat de gaze naturale al consumatorilor MNZ respectivi;
- 3) temperatura reală pentru ziua gazieră pentru zona de amplasare a consumatorilor cu MNZ;
- 4) perioada de timp a zilei gaziere.

119. După ce datele de consum ale tuturor consumatorilor MNZ ai unui furnizor au fost citite pentru o lună gazieră și înainte de termenul de compensare OSD va determina alocarea zilnică finală pentru consumatorii MNZ ai unui furnizor, în baza metodei PSC și luând în considerație:

- 1) categoria de consumator final a respectivilor consumatori MNZ;
- 2) consumul lunar prognozat al respectivilor consumatori MNZ;
- 3) temperatura reală în zona de amplasare a respectivilor consumatori finali MNZ din ziua gazieră;
- 4) perioada de timp a zilei gaziere.

Capitolul VIII

ECHILIBRAREA COMERCIALĂ

Secțiunea 1

Alocarea portofoliului de echilibrare și prezentarea de informații

120. Toate alocările se efectuează pentru o zi gazieră cu utilizarea unităților de energie (kWh). În cazul în care alocările se bazează pe volume măsurate, OST sau OSD vor aplica valoarea calorică brută, determinată în baza parametrilor de calitate a gazelor naturale.

121. Alocarea consumurilor finale și a injectărilor de gaze naturale de la producători urmează a fi exhaustivă, însemnând că:

1) pentru toate locurile de consum al consumatorilor finali, ieșirile vor fi înregistrate în portofoliile de echilibrare ale furnizorilor respectivi;

2) pentru toate punctele de intrare în instalațiile de producere, injectările vor fi înscrise în portofoliile de echilibrare ale producătorilor respectivi.

122. În scopul determinării dezechilibrului portofoliului de echilibrare pentru o zi gazieră, regulile de alocare din prezentul Capitol se aplică pentru fiecare zi gazieră.

123. La PVT, pentru fiecare pereche de participanți la tranzacționare, ultimele notificări comerciale confirmate într-o zi gazieră vor fi înregistrate drept intrări în portofoliul de echilibrare al PRE care cumpără și drept ieșiri din portofoliul de echilibrare al PRE care vinde. Aceste prevederi se aplică mutatis mutandis notificărilor comerciale ale OST și OSD, ca urmare a operațiunilor de procurarea gazelor naturale operaționale.

124. La punctele de intrare/ieșire spre rețelele transfrontaliere de gaze naturale, ultima nominalizare sau renominalizare confirmată pentru fiecare direcție, într-o zi gazieră va fi înregistrată drept intrare sau ieșire din portofoliul de echilibrare al PRE, după caz.

125. OST urmează să transmită EE, date despre fiecare utilizator de sistem care să conțină:

1) alocările inițiale la punctele de intrare/ieșire transfrontaliere efectuate până la ora 12:00 a următoarei zile gaziere;

2) alocările finale la punctele de intrare/ieșire transfrontaliere efectuate până la termenul de compensare.

126. La punctele de intrare din instalațiile de producere, volumul injectărilor măsurate pentru o zi gazieră vor fi înregistrate drept intrări în portofoliul de echilibrare al producătorului.

127. Operatorul de sistem va transmite EE, pentru fiecare producător în parte date privind:

1) alocările inițiale din instalațiile de producere până la ora 12:00 a următoarei zile gaziere;

2) alocările finale din instalațiile de producere până la termenul limită de compensare.

128. La punctele de ieșire spre consumatorii finali contorizați pe parcursul zilei sau la consumatorii finali contorizați zilnic, consumul măsurat pentru o zi gazieră va fi înregistrat ca o ieșire din portofoliul de echilibrare al furnizorului. Pentru consumatorii non-casnici finali care au mai mulți furnizori, OST sau OSD vor repartiza consumul măsurat conform contractelor încheiate cu furnizorii.

129. OST sau OSD prezintă EE, pentru fiecare furnizor în parte date privind:

1) prima actualizare, până la ora 13:30 în ziua gazieră, pentru consumatorii contorizați pe parcursul zilei, obținută prin citirea echipamentului de măsurare până la ora 12:00;

2) cea de-a doua actualizare, până la ora 19:30 în ziua gazieră, a contorizării pe parcursul zilei, bazată pe citirea echipamentului de măsurare până la ora 18:00;

3) alocările inițiale pentru consumatorii contorizați pe parcursul zilei până la ora 12:00 a următoarei zile gaziere;

4) alocările finale pentru consumatorii contorizați pe parcursul zilei până la termenul de compensare.

130. La punctele de ieșire spre consumatorii MNZ, alocarea profilului standardizat de consum pentru o zi gazieră va fi înregistrată ca ieșire din portofoliul de echilibrare al furnizorului.

131. OSD va prezenta EE, pentru fiecare furnizor date privind:

1) Prognoza consumului de gaze naturale pentru consumatorii MNZ pentru următoarea zi gazieră, până la ora 12:00 a zilei precedente;

2) prima prognoză pentru consumatorii MNZ pe parcursul zilei până la ora 13:30 a zilei gaziere;

3) a doua prognoză pentru consumatorii MNZ pe parcursul zilei până la ora 19:30 a zilei gaziere;

4) alocările inițiale pentru consumatorii MNZ până la ora 12:00 a următoarei zile gaziere;

5) alocările finale pentru consumatorii MNZ până la termenul de compensare.

132. La punctele de ieșire spre punctele de consum ale OST și OSD pentru consumul propriu, consumul măsurat pentru o zi gazieră va fi alocat ca ieșire din portofoliul de echilibrare al furnizorului.

133. OSD prezintă EE, per furnizor date privind:

1) prognoza consumului de gaze naturale de către consumatorii MNZ pentru ziua gazieră următoare până la ora 12:00;

2) prima prognoză pentru ziua gazieră următoare pentru consumatorii MNZ efectuată până la ora 13:30;

3) a doua prognoză pentru ziua gazieră următoare pentru consumatorii MNZ efectuată până la ora 19:30;

4) alocările inițiale de gaze naturale operaționale pentru următoarea zi gazieră efectuate până la ora 12:00;

5) alocările finale de gaze naturale operaționale până la termenul limită de compensare.

134. În cazul în care o informație privind cantitatea măsurată de gaze naturale nu poate fi citită de la un echipament de măsurare, se poate folosi o valoare de înlocuire.

135. Pentru punctele de interconectare dintre OST din Republica Moldova vor fi efectuate înregistrări în portofoliul de echilibrare al PRE.

136. EE va transmite către PRE în decursul unei ore, după termenul limită stabilit mai sus:

1) actualizările pentru consumatorii contorizați pe parcursul zilei;

2) prognozele pentru consumatorii MNZ pe parcursul zilei și prognozele pentru ziua următoare;

137. Schimburile de informație privind alocările se vor face electronic sub forma unui document EDIG@S-XML prin intermediul protocolului AS/4. EE poate accepta, într-o formă transparentă și nediscriminatorie, posibilitatea de a efectua încărcarea pe pagina electronică sau alte posibilități de schimb de date.

Secțiunea 2

Determinarea dezechilibrelor pentru portofoliile de echilibrare ale PRE

138. EE va determina dezechilibrul zilnic pentru fiecare portofoliu de echilibrare al PRE în fiecare zi gazieră, calculând diferență dintre fluxurile de gaze naturale intrate și ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale alocate în conformitate cu Secțiunea 1 din prezentul Capitol.

139. În cazul în care suma cantităților de gaze naturale ale PRE intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale în ziua gazieră este egală cu suma cantităților de gaze naturale ale PRE ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale în această zi gazieră, această PRE este considerată echilibrată în această zi gazieră.

140. În cazul în care suma cantităților de gaze naturale ale PRE intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale în ziua gazieră este mai mică decât suma cantităților de gaze naturale ale PRE ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale, această PRE se consideră în dezechilibru negativ și i se aplică plăți pentru dezechilibru zilnic în conformitate cu Secțiunea 4 din prezentul Capitol, astfel EE fiind compensată de PRE.

141. În cazul în care suma cantităților de gaze naturale ale PRE intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale în ziua gazieră, este mai mare decât suma cantităților de gaze naturale ale PRE ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale în această zi gazieră, PRE se consideră în dezechilibru pozitiv pentru această zi gazieră, PRE fiind compensată de EE prin aplicarea plății pentru dezechilibru zilnic în conformitate cu Secțiunea 4 din prezentul Capitol.

142. EE va prezenta fiecărei PRE date despre:

- 1) cantitatea inițială de dezechilibru zilnic până la ora 18:00 a zilei gaziere următoare;
- 2) cantitățile finale de dezechilibru zilnic, precum și alocările individuale în portofoliul de echilibrare, conform prevederilor Secțiunii 1 din prezentul Capitol, în termen de 2 zile lucrătoare de la data limită de compensare pentru luna în cauză.

Secțiunea 3

Prețurile de decontare a dezechilibrului

143. EE va calcula și va publica zilnic prețurile aplicabile pentru calcularea plăților pentru dezechilibru zilnic: prețul de referință, prețul marginal de cumpărare și prețul marginal de vânzare.

144. Toate prețurile sunt exprimate în MDL/kWh și rotunjite la cel puțin trei cifre zecimale.

145. Prețul aplicabil pentru calcularea plății pentru dezechilibru zilnic se determină după cum urmează:

- 1) în cazul în care dezechilibrul zilnic este negativ va fi aplicat prețul marginal de cumpărare;
- 2) în cazul în care dezechilibrul zilnic este una pozitiv va fi aplicat prețul marginal de vânzare.

146. Prețul marginal de cumpărare este cel mai mare dintre:

- 1) cel mai mare preț al oricăror achiziții de gaze naturale de echilibrare în scopul de echilibrare ale EE la PVT în raport cu ziua gazieră; sau
- 2) prețul de referință înmulțit cu coeficientul 1,1.

147. Prețul *marginal de vânzare* este cel mai mic dintre:

- 1) cel mai mic preț al oricăror vânzări de gaze naturale utilizate în scop de echilibrare ale EE la PVT, în raport cu ziua gazieră; sau
- 2) prețul de referință înmulțit cu factorul/coeficientul 0,9.

148. Procurările și vânzările de gaze naturale utilizate în scop de echilibrare ale EE care nu au fost realizate prin intermediul PVT vor fi luate în considerare doar pentru determinarea prețului aplicabil pentru decontarea dezechilibrelor portofoliului de echilibrare doar după coordonarea prealabilă de către Agenție.

149. Prețul de referință se determină ca fiind prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale pe piața angro pentru ziua gazieră respectivă, după cum a fost determinat și publicat de operatorul platformei de tranzacționare și cu coordonarea prealabilă de către Agenție.

150. În cazul în care nu există un preț de referință disponibil pentru o zi, se va aplica ultimul preț de referință disponibil.

151. EE va aplica metoda de determinare a prețului de referință până când în Republica Moldova va exista o platformă de tranzacționare cu suficientă lichiditate pentru a crea semnale de preț fiabile. Metoda de determinare a prețului de referință necesită a fi coordonată cu Agenția, și urmează a fi publicată. Aceasta va aplica una dintre următoarele abordări:

- 1) determinarea prețului de referință pe baza prețului (prețurilor) de referință de pe piața (piețele) gazelor naturale adiacente din țările vecine, ajustate cu costurile de transport din/către acea piață (piețe);

2) obținerea prețului de referință pe baza prețului mediu ponderat al gazelor naturale la import al tuturor furnizorilor de gaze naturale din luna precedentă.

152. Agenția va monitoriza situația de pe piața gazelor naturale și anume platformele de tranzacționare disponibile și lichiditatea acestora și va putea solicita modificarea corespunzătoare a metodei de determinare a prețului de referință.

Secțiunea 4

Plata pentru dezechilibru

153. EE va calcula plata pentru dezechilibru pentru un portofoliu de echilibrare al PRE.

154. Plata pentru dezechilibrul zilnic se bazează pe cantitatea finală de dezechilibru zilnic.

155. Pentru calcularea plăților pentru dezechilibrul zilnic al PRE, EE însumează următoarele valori:

1) cantitatea de dezechilibru zilnic al PRE care depășește nivelul de toleranță zilnic înmulțit cu prețul marginal de cumpărare sau de vânzare aplicabil, determinat în conformitate cu Secțiunea 3 din prezentul Capitol; și

2) cantitatea de dezechilibru zilnic al PRE în limitele nivelului de toleranță zilnică înmulțit cu prețul de referință determinat în conformitate cu Secțiunea 3 din prezentul Capitol.

156. Ca măsură interimară, până când piața de gaze naturale va deveni suficient de lichidă, se va aplica un nivel de toleranță zilnică la determinarea plăților pentru dezechilibrul zilnic.

157. Pentru determinarea nivelului de toleranță zilnică, se vor însuma următoarele valori ale fiecărui portofoliu de echilibrare:

1) pentru consumatorii finali cu MPZ, 5% din cantitatea totală MPZ alocată pentru ziua gazieră;

2) pentru consumatorii finali MZ, 10% din cantitatea totală MZ alocată pentru ziua gazieră;

3) și, în cazul în care dezechilibrul zilnic este:

a) negativ (intrări ieșiri), diferența cu care cantitatea prognozată pentru consumatorii MNZ este mai mică decât valoarea alocată pentru consumatorii MNZ, pentru ziua gazieră;

b) pozitiv (intrări > ieșiri), diferența cu care cantitatea prognozată pentru consumatorii MNZ depășește valoarea alocată pentru consumatorii MNZ pentru ziua gazieră.

Nivelul de toleranță zilnică va avea același semn ca și cantitatea de dezechilibru zilnic.

158. Cantitățile de gaze naturale intrate din instalațiile de producere, alocările la punctele de intrare/ieșire transfrontaliere și alocările pentru PVT nu sunt luate în calcul la stabilirea nivelului de toleranță zilnică.

159. Nivelul de toleranță zilnică aplicabil poate fi modificat o dată pe an pentru anul gazier ulterior, după consultarea publică efectuată de Agenție.

Secțiunea 5

Decontarea portofoliului de echilibrare

160. EE va transmite PRE, în termen de 5 zile lucrătoare de la termenul de plată prin compensare pentru luna luată în considerare, factura pentru zilele gaziere din luna respectivă, care va conține:

1) plata pentru dezechilibru;

2) plățile care reies din obligațiile intrazilnice, stabilite în conformitate cu Capitolul IX din Reguli;

3) plățile pentru neutralitate;

4) plățile pentru utilizarea PVT.

161. Factura se transmite în format electronic și este însoțită de informații detaliate zilnic privind decontarea, în special alocări, dezechilibre, prețuri aplicabile, niveluri de toleranță aplicate, plățile pentru dezechilibru determinate, plățile derivate din obligațiile intrazilnice, după caz, și plăți pentru neutralitate.

162. Termenul de compensare pentru o lună gazieră va fi stabilită a cincea zi calendaristică a lunii următoare, cu indicarea termenului-limită până la care toți operatorii de sistem sunt obligați să transmită EE informațiile finale privind alocările.

163. PRE este obligată să asigure plata facturii în termen de 10 zile lucrătoare. Orice obiecții/observații vor fi aduse la cunoștință EE în limita acestui termen.

Capitolul IX

OBLIGAȚIILE INTRAZILNICE

164. PRE nu vor avea obligația intrazilnică de a-și menține intrările și ieșirile echilibrate pentru perioade mai scurte de timp decât ziua gazieră. Totodată, OST sau Agenția pot propune introducerea unor obligații intrazilnice sau modificări ale acestora. Introducerea sau eliminarea obligațiilor intrazilnice necesită o consultare prealabilă a participanților la piața de gaze naturale de către Agenție, cu o perioadă de tranziție de cel puțin 3 luni înainte ca modificările să intre în vigoare.

165. În cazul în care se introduc obligații intrazilnice, trebuie modificate principiile de alocare definite în Reguli pentru a ține cont de detalizarea pe ore pentru toate intrările și ieșirile.

166. Obiectivul obligațiilor intrazilnice este de a stimula PRE să-și gestioneze activitatea în cursul zilei gaziere în vederea asigurării integrității sistemului de transport și minimizarea necesității de a întreprinde acțiuni de echilibrare.

167. Orice obligație intrazilnică poate fi constituită din una din următoarele prevederi sau o combinare a acestora:

1) obligațiile intrazilnice la nivelul întregului sistem trebuie concepute astfel încât să ofere stimulente PRE pentru a menține rețeaua de transport în limitele operaționale;

2) portofoliul de echilibrare în contextul obligațiilor intrazilnice trebuie conceput în așa formă pentru a stimula PRE să-și mențină poziția individuală pe parcursul zilei într-un interval prestabilit;

3) punctul de intrare-ieșire în contextul obligațiilor pe parcursul zilei trebuie conceput astfel încât să ofere stimulente PRE pentru a limita fluxul de gaze naturale sau variația acestuia în condiții specifice la punctele determinate de intrare-ieșire.

168. Orice obligație intrazilnică trebuie să întrunească următoarele criterii:

1) obligația intrazilnică și plata aferentă, dacă aceasta este prevăzută, nu trebuie să creeze bariere excesive pentru comerțul transfrontalier și intrarea noilor participanți pe piață;

2) obligația intrazilnică se aplică numai în cazul în care utilizatorilor de sistem li se oferă informații adecvate, înainte de a se aplica o eventuală plată (taxă) intrazilnică cu privire la intrările și/sau ieșirile acestora și aceștia dispun de mijloace rezonabile pentru gestionarea expunerii lor;

3) principalele costuri suportate de utilizatorii de sistem în raport cu obligațiile lor de echilibrare se referă la situația acestora la sfârșitul zilei gaziere;

4) în măsura în care este posibil, plățile intrazilnice trebuie să reflecte costurile suportate de OST pentru întreprinderea acțiunilor de echilibrare necesare;

5) obligația intrazilnică nu va duce la decontarea financiară a utilizatorilor de sistem la o balanță de zero în timpul zilei gaziere;

6) beneficiile introducerii unei obligații intrazilnice în ceea ce privește funcționarea economică și eficiență a rețelei de transport trebuie să fie mai mari decât un posibil impact negativ al acestora, inclusiv asupra lichidității tranzacțiilor la PVT.

169. Cheltuielile financiare (costurile/plățile) către PRE care rezultă din obligațiile intrazilnice sunt facturate în cadrul procesului de decontare a portofoliului de echilibrare și sunt luate în considerare în contul de neutralitate.

Capitolul X CONTUL DE REȚEA

Secțiunea 1

Administrarea contului de rețea

170. EE va administra conturi de rețea pentru fiecare OST și OSD. În cazul în care un operator de sistem operează rețele care nu sunt direct interconectate, fiecărei dintre aceste rețele îi va fi deschis un cont de rețea separat. Lista completă a operatorilor de sistem și codurile de identificare ale conturilor de rețea aferente fiecărei rețele vor fi publicate pe pagina electronică a EE.

171. Contul de rețea va permite determinarea și decontarea lunară a gazelor naturale care nu au fost contabilizate pentru fiecare rețea.

172. Totalul net al soldurilor conturilor de rețea va fi egal cu totalul net al tuturor soldurilor portofoliului de echilibrare, inclusiv soldul asociat codului de identificare al EE care rezultă din acțiunile de echilibrare întreprinse.

173. Pentru fiecare cont de rețea, soldul se determină în baza intrărilor și ieșirilor în fiecare lună gazieră, aplicând următoarele reguli:

1) *intrările* în contul de rețea sunt:

a) toate alocările de intrare în portofoliile de echilibrare la punctele de interconectare transfrontaliere;

b) toate alocările din instalațiile de producere pentru portofoliile de echilibrare;

c) toate fluxurile măsurate de la operatorii de sistem din amonte;

2) *ieșirile* din contul de rețea sunt:

a) toate alocările de ieșire la portofoliile de echilibrare la punctele de interconectare transfrontaliere;

b) toate alocările la punctele de consum la portofoliile de echilibrare;

c) toate fluxurile măsurate spre operatorii de sistem din aval.

174. Pentru fiecare punct de consum dotat cu echipament de măsurare al gazelor naturale operaționale, operatorul de sistem responsabil va transmite EE următoarele date:

1) consumul inițial măsurat de echipamentul de măsurare până la ora 12:00 al următoarei zile gaziere;

2) consumul final măsurat de echipamentul de măsurare până la termenul-limită de compensare.

175. Pentru fiecare interconectare între OST-uri, OST responsabil pentru măsurare la acel moment trebuie să transmită EE următoarele date:

1) fluxul inițial de interconectare măsurat până la ora 12:00 a următoarei zile gaziere;

2) fluxul final de interconectare măsurat până la termenul limită de compensare.

176. OSD în amonte va transmite EE, pentru fiecare interconectare către un OSD din aval date privind:

1) consumul inițial măsurat până la ora 12:00 a următoarei zile gaziere;

2) consumul final măsurat până la termenul limită de compensare.

177. Imediat după încheierea lunii gaziere, operatorii de sistem adiacenți își vor alinia fluxurile finale măsurate la punctele de interconectare în scopul de a respecta termenul-limită de compensare.

178. Toate alocările în contul de rețea se prezintă pe o zi gazieră și în unități energetice (kWh), aplicând valoarea calorifică brută determinată conform cadrului normativ aplicate de către operatorul de sistem respectiv.

179. Operatorii de sistem aplică metodele necesare pentru a determina indicii de înlocuire în măsura în care nu sunt disponibili indicii echipamentului de măsurare care să satisfacă cerințele legale și standardele tehnice aplicate la un punct de interconectare, la un punct spre zona de producție sau la un punct de consum. În cazul în care vor fi transmiși indicii de înlocuire EE, aceștia trebuie să fie clar identificați.

180. Schimburile de date privind fluxurile de gaze naturale care au fost măsurate la punctele de interconectare vor avea loc în format electronic, sub forma unui document EDIG@S-XML, transmise prin intermediul protocolului AS/4. EE poate permite, pe o bază transparentă și nediscriminatorie, posibilitatea de încărcare a datelor prin Web sau alte posibilități de schimb de date. Detaliile privind schimbul de date se stabilesc în acordul de cooperare dintre EE și operatorul de sistem.

181. EE va stabili o dată pe lună și pentru fiecare cont de rețea, după data-limită de compensare:

1) soldul zilnic al contului de rețea din luna gazieră respectivă, ca diferența dintre intrările și ieșirile alocate, conform prevederilor pct.175;

2) cantitatea zilnică de gaze naturale prin scăderea sumei alocărilor de intrare în contul de rețea la PVT pentru ziua gazieră (și adăugarea sumei alocărilor de ieșire din contul de rețea la PVT pentru ziua gazieră, dacă aceasta există) la balanța zilnică a contului.

182. Pentru a determina valoarea de decontare lunară, soldul lunar se înmulțește cu prețul mediu de referință a zilei gaziere, conform prevederilor Capitolului VIII. În cazul în care soldul lunar este pozitiv, suma de decontare lunară urmează a fi achitată de operatorul de sistem. În cazul în care soldul lunar este negativ, suma de decontare lunară absolută urmează a fi achitată de EE.

183. EE va informa Agenția despre cazurile în care soldul lunar al unui cont de rețea este neobișnuit de mare.

184. EE va prezenta operatorului de sistem în termen de 5 zile lucrătoare de la termenul-limită de compensare pentru luna luată în considerare factura pentru suma de decontare pentru luna gazieră respectivă. Factura se transmite în format electronic și este însoțită de informații detaliate de decontare, în special alocări, solduri ale contului de rețea, prețuri aplicabile și sume stabilite lunar.

185. Operatorul de sistem este obligat să plătească factura în termen de 10 zile lucrătoare. Orice obiecții existente urmează a fi aduse la cunoștința EE în acest interval de timp.

186. Agenția dispune de dreptul de a cere revizuirea metodelor contabilității de rețea aplicate de operatorii de sistem și de a efectua modificări în scopul îmbunătățirii calității datelor operatorilor de sistem. În special, aceasta poate introduce stimulente pentru a reduce la minimum gazele naturale necontabilizate.

Secțiunea 2

Măsurile privind neutralitatea

187. EE nu va obține câștig sau pierderi prin plata și primirea de plăți pentru dezechilibrele zilnice, plăților intrazilnice, plăților pentru acțiuni de echilibrare și a altor cheltuieli legate de activitățile sale de echilibrare, care se consideră activități întreprinse de EE în scopul îndeplinirii obligațiilor stabilite în Reguli.

188. După expirarea termenului-limită de compensare pentru luna gazieră, EE va calcula pentru zona de echilibrare a Republicii Moldova soldul contului de neutralitate pentru luna respectivă, adăugând venituri și scăzând costurile pentru luna respectivă care implică:

- 1) plăți pentru dezechilibrul zilnic;
- 2) plăți intrazilnice, dacă este cazul;
- 3) acțiunile de echilibrare întreprinse în conformitate cu Capitolul IV din Reguli, cu excepția cazului în care Agenția consideră că aceste costuri și venituri au fost suportate în mod ineficient, în conformitate cu normele naționale aplicabile. Această considerație se bazează pe o evaluare care:

- a) trebuie să demonstreze în ce măsură EE ar fi reușit să atenueze în mod rezonabil costurile suportate în momentul derulării activităților de echilibrare; și

- b) va fi efectuată ținând cont de informațiile, timpul și instrumentele disponibile EE în momentul în care aceasta a decis să întreprindă acțiunea de echilibrare;

- c) decontarea conturilor de rețea;

- d) alte costuri și venituri legate direct de activitățile de echilibrare întreprinse de EE, în cazul acordului Agenției, în special costurile sau dobânzile de finanțare a contului de neutralitate, precum și restanțele de plăți aferente echilibrării.

189. După expirarea termenului de compensare pentru luna gazieră, EE calculează pentru fiecare portofoliu de echilibrare plata pentru neutralitate pentru echilibrare prin înmulțirea plății pentru neutralitate pentru luna gazieră respectivă cu suma alocărilor de intrare/ieșire din portofoliul de echilibrare pentru luna respectivă, punctele de intrare/ieșire transfrontaliere, punctele de ieșire către consumatorii finali și punctele de intrare din sistemele de producție a gazelor naturale.

190. Plata pentru neutralitate pentru echilibrare va fi plătită:

- 1) de către PRE în cazul în care soldul contului de neutralitate pentru acea lună are o valoare negativă;

- 2) către PRE în cazul în care soldul contului de neutralitate pentru acea lună are o valoare pozitivă.

191. Plata pentru neutralitate va fi exprimată în MDL/kWh și va fi publicată pe pagina electronică a EE în decursul a 5 zile lucrătoare de la termenul limită de compensare pentru acea lună gazieră.

Capitolul XI

MONITORIZAREA PIEȚEI GAZELOR NATURALE

192. La efectuarea studiului de piață conform prevederilor art.97 din Legea nr.108/2016, Agenția va lua în considerare următoarele:

- 1) descrierea pieței gazelor naturale, care va include calcularea și evaluarea:

- a) consumului lunar intern de gaze naturale;

- b) volumului lunar de gaze naturale tranzacționat pe piața angro;

- c) numărului de consumatori finali pe segmentul pieței de consum final.

- 2) evaluarea eficienței care va include calcularea și evaluarea:

- a) evoluției anuale a prețurilor pe piața angro;

b) diferenței dintre prețurile de pe piața angro din Republica Moldova și piețele din țările vecine/adiacente;

c) evoluției anuale a prețurilor pe piața cu amănuntul;

d) diferenței dintre prețurile pieței angro (prețul mediu și prețul de referință) și prețurile de pe piața cu amănuntul;

e) economiei potențiale anuale pentru consumatorii casnici prin alegerea furnizorului cu prețuri mai ieftine, comparativ cu furnizorul actual.

3) evaluarea concurenței și concentrației de pe piața gazelor naturale care pot fi determinate în baza:

a) numărului de companii care dețin capacitatea de transport la intrare și cotele pe care le dețin;

b) numărului de companii care vând gaze naturale la PVT și cota de piață a gazelor vândute la PVT de către acestea;

c) numărului furnizorilor gazelor naturale de echilibrare;

d) numărului furnizorilor licențiați, numărul furnizorilor care furnizează consumatorilor finali pe segmentul de piață al consumatorilor finali și cotele lor de piață;

e) informației privind numărul lunar al consumatorilor care și-au schimbat furnizorii;

f) Indicatorul Herfindahl-Hirschmann (HHI) al furnizorilor.

193. Indicatorul Herfindahl-Hirschman se calculează pe baza sumei pătratelor cotelor de piață (%) ale furnizorilor din segmentul de piață considerat:

$$\circ \sum_{i=1}^N S_i^2$$

unde

N – numărul de furnizori;

S_i^2 – cota de piață a celui mai mare furnizor, %.

194. Nivelul de concentrare a pieței se stabilește în baza următoarelor valori:

$HHI < 1000$ piață neconcentrată;

$1000 < HHI < 1800$ concentrare moderată a pieței;

$HHI > 1800$ concentrare ridicată a pieței.

195. Evaluarea transparenței pieței gazelor naturale se referă la îndeplinirea:

1) obligațiilor de transparență ale EE conform Secțiunii 4, Capitolul III;

2) obligațiilor de prezentare a informațiilor de către EE către PRE conform prezentelor Reguli;

3) obligațiilor de transparență în conformitate cu Regulamentul cu privire la accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.421/2019.

196. Participanții la piața gazelor naturale trebuie să pună la dispoziția furnizorilor în timp util informațiile necesare conform pct.192, să completeze și să utilizeze formularele de solicitare a datelor recepționate de la Agenție.

197. Agenția păstrează confidențialitatea informațiilor în cazul în care aceste informații nu sunt disponibile public și nu sunt considerate sensibile din punct de vedere comercial.