

**LISTA METODOLOGIILOR DE CALCUL ȘI REGULAMENTELOR APLICATE, INCLUSIV  
PROIECTE IMPLEMENTATE ÎN SECTORUL ENERGETIC REGLEMENTAT**

Nume Expert	Denumire produs/proiect
Nicolae Zaharia	<p>Lider de echipă/autor/co-autor, Manager de Proiect al următoarelor lucrări/proiecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potențialul de eficiența energetică al Republica Moldova, Secretariatul Energetică al CE;</li> <li>• Planul National de Acțiuni privind Eficiența Energetică (PNAEE) 2019 - 2021;</li> <li>• Actualizarea Planului de acțiuni pentru energie durabilă, mun. Chișinău;</li> <li>• Serviciile de performanță energetică în Republica Moldova, UNDP Moldova;</li> <li>• Evaluarea achizițiilor publice verzi și de servicii energetice în Republica Moldova, UNDP Moldova;</li> <li>• Mecanisme de încurajare a investițiilor în eficiența energetică a sectorului rezidențial, APE Moldova;</li> <li>• Expansion of Energy Efficiency and Renewable sources of energy credits to Moldova, NEFCO Finland;</li> <li>• Technical expertise and assessment of low-carbon projects in heating and water supply In Kazakhstan, UNDP Kazakhstan;</li> <li>• Support to development of legislative and regulatory basis for providing energy efficiency services and ESCOs in Belarus;</li> <li>• Regulation on efficiency requirements for hot water boilers;</li> <li>• Strategic Environment Pre-Assessment or Assessment of National Energy Efficiency Action Plan 2019-2021;</li> <li>• Regulatory Impact Assessment (RIA) on Regulation on Energy Audits and Auditors;</li> <li>• Regulatory Impact Assessment (RIA) of Regulation on energy auditing of big enterprises/companies;</li> <li>• Draft Government Decision for implementation of the Program for Renovation of Central Government Buildings (Article 5 of the Energy Efficiency Directive);</li> </ul>
Sergiu Lica	<p>Șef al grupului de lucru și autor/co-autor al următoarelor lucrări: (anexate mai jos)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulile pieței gazelor naturale H/ANRE nr. 534/2019 din 27.12.2019;</li> <li>• Modificarea Codului rețelelor de gaze naturale (echilibrarea rețelelor de gaze naturale), aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 420/2019 din 22.11.2019; H/ANRE nr. 442/2020 din 24.11.2020.</li> <li>• Codul rețelelor de gaze naturale H/ANRE nr. 420/2019 din 22.11.2019.</li> </ul>



**AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU  
REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ**

**HOTĂRÂRE**  
**privind aprobarea Codului rețelelor de gaze naturale**

**nr. 420/2019 din 22.11.2019**  
(în vigoare 24.02.2020)

Monitorul Oficial al R. Moldova nr. 14-23 art. 60 din 24.01.2020

\* \* \*

ÎNREGISTRAT:

Ministerul Justiției al Republicii Moldova  
nr.1520 din 3 ianuarie 2020  
Ministru \_\_\_\_\_ Fadei NAGACEVSCHI

În temeiul art.67 alin.(4) și art.114 alin.(10) 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 Codul rețelelor de gaze naturale (se anexează).
2. Se abrogă:

1) Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.324 din 27 februarie 2009 cu privire la aprobarea Normelor tehnice ale rețelelor de distribuție a gazelor naturale (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2009, nr.86-88, art.362), înregistrată la Ministerul Justiției cu nr.672 din 21 aprilie 2009.

2) Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.375 din 13 mai 2010 cu privire la aprobarea Normelor tehnice ale rețelelor de transport al gazelor naturale (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2010, nr.227-230, art.834), înregistrată la Ministerul Justiției cu nr.773 din 10 noiembrie 2010.

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

**DIRECTORUL GENERAL**

**Directori**

**Veaceslav UNTILA**

**Octavian CALMÎC**  
**Eugen CARPOV**  
**Ștefan CREANGĂ**

**Nr.420/2019. Chișinău, 22 noiembrie 2019.**

UE

Aprobat  
prin Hotărârea Consiliului  
de administrație al ANRE

## **CODUL REȚELOR DE GAZE NATURALE**

Codul rețelelor de gaze naturale transpune Regulamentul (UE) Nr. 2015/703 al Comisiei Europene din 30 aprilie 2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date, publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr.L 113/13 din 1 mai 2015, adaptat prin Decizia Nr. 2018/02/PHLG-EnC al Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 12 ianuarie 2018 privind adoptarea Regulamentului (CE) Nr. 2015/703 al Comisiei Europene din 30 aprilie 2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date, Regulamentul (UE) Nr. 2017/459 al Comisiei din 16 martie 2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr.2013/984 publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 72/1 din 17 martie 2017, adaptat prin Decizia Nr. 2018/06/PHLG-EnC al Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 28 noiembrie 2018 privind implementarea Regulamentului (UE) Nr. 2017/459 al Comisiei din 16 martie 2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr.2013/984 și Regulamentul (UE) Nr. 2017/460 al Comisiei din 16 martie 2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 72/29 din 17 martie 2017, adaptat prin Decizia Nr. 2018/07/PHLG-EnC al Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 28 noiembrie 2018 privind implementarea Regulamentului (UE) Nr. 2017/460 al Comisiei din 16 martie 2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor și Regulamentul (UE) Nr.312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz, publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 91 din 27 martie 2014, încorporat și adaptat prin Decizia Nr.2019/01/PHLG-EnC al Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 12 decembrie 2019 privind adoptarea Regulamentului (UE) Nr.312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz.

*[Clauza de armonizare completată prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

### **TITLUL I DISPOZIȚII GENERALE**

#### **CAPITOLUL I DISPOZIȚII COMUNE**

##### **Secțiunea 1**

##### **Domeniul de aplicare**

**1.** Codul rețelelor de gaze naturale (în continuare – Cod) instituie norme care asigură gestionarea unui acces eficient și transparent la rețelele de gaze naturale.

**2.** Prezentul Cod se aplică la punctele de interconectare dintre sistemele de gaze naturale ale Republicii Moldova, statele membre ale Uniunii Europene (în continuare – state membre ale UE) și Părțile Contractante ale Tratatului de constituire a Comunității Energetice (în continuare – Părți Contractante). Prezentul Cod se poate aplica la punctele de intrare/ieșire spre țări terțe, în conformitate cu decizia Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică (în continuare – Agenție).

**3.** Prezentul Cod se aplică tuturor operatorilor de sistem și utilizatorilor de sistem, inclusiv în legătură cu tranzacțiile transfrontaliere.

**4.** Prezentul Cod stabilește norme privind:

1) exploatarea rețelelor de transport și de distribuție a gazelor naturale;

2) asigurarea interoperabilității în cadrul sistemului de gaze naturale;

3) schimbul de date cu operatorii de sistem, inclusiv cu operatorii sistemelor de transport (OST) din țările vecine;

- 4) operarea fluxurilor de gaze naturale în rețelele de gaze naturale, inclusiv prin interconexiuni;
- 5) alocarea capacității la punctele de interconectare;
- 6) asigurarea echilibrului în sistemul de gaze naturale.

## Secțiunea 2 Termeni și noțiuni

5. În sensul prezentului Cod se utilizează noțiunile definite în Legea cu privire la gazele naturale nr.108 din 26 mai 2016 (în continuare – Legea nr.108/2016), precum și următoarele noțiuni și definiții:

**acord de interconectare** – acord încheiat între OST ale căror sisteme sunt conectate într-un anumit punct de interconectare transfrontalier și care stabilește clauzele și condițiile, procedurile de operare și dispozițiile cu privire la predarea/preluarea gazelor naturale, cu scopul de a asigura interoperabilitatea eficientă a rețelelor de transport al gazelor naturale;

**acord de operare** – acord încheiat între operatorii de sistem adiacenți, ale căror rețele de transport sunt conectate într-un anumit punct de interconectare și care stabilește clauzele și condițiile, procedurile de operare și exploatare a rețelelor de transport al gazelor naturale interconectate, cu scopul de a asigura interoperabilitatea eficientă a rețelelor de gaze naturale;

**alocare** – cantitatea de gaze naturale atribuită utilizatorului de sistem de către un OST ca intrare sau o preluare exprimată în kWh în scopul determinării cantității de dezechilibru zilnic;

**an gazier** – perioada de timp cuprinsă între prima zi gazieră a lunii octombrie a anului curent și prima zi gazieră a lunii octombrie a anului următor;

**acțiune de echilibrare** – măsură întreprinsă de OST în vederea asigurării echilibrului în sistemul de gaze naturale prin schimbarea fluxurilor de gaze naturale intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale sau preluate din aceasta, cu excepția acțiunilor cu privire la gazele naturale care nu figurează ca fiind preluate din sistem și gazele naturale utilizate de OST pentru exploatarea sistemului;

**calendar al licitațiilor** – tabel cu informații privind licitațiile, publicat de Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de sistem pentru Gaze naturale (în continuare – *ENTSO-G*) în fiecare an calendaristic pentru licitațiile care au loc între luna martie-februarie a anului calendaristic următor și care constau din toate informațiile privind licitațiile, inclusiv datele de începere a licitațiilor și produsele de capacitate standard (în continuare – *PCS*) cărora li se aplică;

**cantitate confirmată** – cantitatea de gaze naturale confirmată de către un OST pentru a fi programată sau reprogramată de a fi livrată în ziua gazieră Z;

**cantitate măsurată** – cantitatea de gaze naturale înregistrată de echipamentul de măsurare al OST, care a trecut fizic printr-un punct de interconectare, într-o perioadă de timp;

**cantitatea notificată** – cantitatea de gaze naturale transferată între un OST și unul sau mai mulți utilizatori de sistem sau între portofolii de echilibrare, după caz;

**cantitate prelucrată** – cantitatea de gaze naturale determinată de OST inițiator și de OST concordant, care ține cont de nominalizarea sau renominalizarea utilizatorului de sistem, de prevederile contractului privind prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale și care este utilizată ca bază pentru procesul de concordanță;

**capacitate agregată** – PCS oferit printr-un angajament ferm, care constă din capacitatea de intrare și de ieșire corespunzătoare în ambele părți ale unui punct de interconectare;

**capacitate incrementală** – o posibilă viitoare creștere, prin intermediul unor proceduri bazate pe piață, a capacității tehnice sau capacității noi create acolo unde în prezent nu există niciuna, care poate fi oferită pe baza unor investiții în infrastructura fizică sau a optimizării capacității pe termen lung și care poate fi alocată ulterior sub rezerva obținerii de rezultate pozitive la testul economic, în următoarele cazuri:

- 1) la punctele de interconectare existente;
- 2) prin instituirea unui nou punct sau a unor noi puncte de interconectare;
- 3) drept capacitate fizică de flux inversat într-unul sau mai multe puncte de interconectare, care nu a mai fost oferită anterior;

**capacitate intra-zilnică** – capacitatea oferită și alocată după închiderea licitațiilor de capacitate pentru ziua următoare cu referire la ziua respectivă;

**capacități concurente** – capacitățile în cazul cărora capacitatea disponibilă într-un punct al rețelei de transport al gazelor naturale nu poate fi alocată fără a se reduce integral sau parțial

capacitatea disponibilă într-un alt punct al rețelei de transport al gazelor naturale;

**ciclu de renominalizare** – proces derulat de către OST pentru a transmite unui utilizator de sistem mesajul referitor la cantitățile confirmate ca urmare a primirii unei renominalizări;

**consumator protejat** – se consideră consumatori protejați următoarele categorii de consumatori finali:

1) consumatorii casnici, instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la o rețea de distribuție a gazelor naturale ;

2) întreprinderile și instituțiile care prestează servicii sociale indispensabile (grădinițele de copii, orfelinatele, instituțiile de învățământ, instituțiile medicale, azilurile etc.) și care sunt racordate la o rețea de distribuție a gazelor naturale, cu condiția ca consumul de gaze naturale al acestora să nu reprezinte, împreună, mai mult de 20% din consumul final total anual de gaze naturale din Republica Moldova ;

3) centralele termice racordate la o rețea de transport sau de distribuție a gazelor naturale, care livrează energie termică în sistemul centralizat de alimentare cu energie termică sau care livrează energie termică pentru consumatorii indicați la subpunctele 1) și 2), cu condiția că acestea nu pot utiliza alte tipuri de combustibil ;

**coeficient de multiplicare** – coeficientul aplicat la prețul de referință pentru a calcula prețul de rezervă pentru un PCS non-anuală;

**coeficient sezonier** – coeficient care reflectă variația cererii în cursul anului, care poate fi aplicat în combinație cu coeficientul de multiplicare relevant;

**cont de echilibrare operațională** – cont între OST adiacenți, care se utilizează la gestionarea diferențelor de direcționare la un punct de interconectare în vederea simplificării contabilizării gazelor naturale pentru utilizatorii de sistem vizați de punctul de interconectare;

**cont de regularizare** – contul care reunește cel puțin recuperarea parțială și recuperarea în exces a venitului aferent serviciilor de transport în cadrul unui regim tarifar fără plafonarea prețului;

**diferență de direcționare** – diferența dintre cantitatea de gaze naturale programată de OST pentru a fi transportată prin rețelele de transport al gazelor naturale și cantitatea măsurată la un punct de interconectare;

**eveniment excepțional** – orice eveniment neplanificat care nu poate fi controlat sau prevenit în mod rezonabil și care poate provoca pentru o perioadă limitată, reduceri ale capacității, afectând astfel cantitatea sau calitatea gazelor naturale recepționate la un anumit punct de interconectare, cu posibile consecințe asupra interacțiunilor dintre OST, precum și dintre OST și utilizatorii de sistem;

**factor de cost** – factor determinant al activității OST, corelat cu costurile respectivului OST, cum ar fi distanța sau capacitatea tehnică;

**factor f** – partea din valoarea actuală a creșterii prognozate a venitului reglementat sau a venitului-țintă al OST, asociat capacității incrementale, incluse în nivelul de ofertă respectiv, astfel cum este stabilit la pct.250, subpunctul 1), lit.b), care urmează să fie acoperită de valoarea actuală a angajamentelor obligatorii ale utilizatorilor de sistem privind contractarea capacității, calculată conform pct.250, subpunctul 1), lit.a);

**grup de puncte de intrare sau de ieșire** – grup omogen de puncte, grup de puncte de intrare sau grup de puncte de ieșire situate unul în vecinătatea celuilalt și care sunt considerate drept un singur punct de intrare sau, respectiv, un singur punct de ieșire, în scopul aplicării metodei calculare a prețurilor de referință;

**grup omogen de puncte** – grup de puncte care aparțin unuia dintre următoarele tipuri de puncte: puncte de interconectare de intrare, puncte de interconectare de ieșire, puncte de interconectare interne, puncte de intrare spre depozitele de stocare, puncte de ieșire către depozitele de stocare, puncte de intrare spre instalații de gaze naturale lichefiate (instalații GNL), puncte de ieșire către instalații GNL și puncte de intrare de la instalațiile producătorilor de gaze naturale;

**diferență de direcționare** – diferența dintre cantitatea de gaze naturale pe care OST a programat să o livreze și cantitatea măsurată într-un punct de interconectare;

**licitație cu preț crescător** – licitație în care un utilizator de sistem precizează cantitățile pentru care licitează, în funcție de nivelurile de preț stabilite, care sunt anunțate în mod succesiv;

**licitație cu preț uniform** – licitație în care utilizatorul de sistem face o ofertă de preț și de cantitate, în cadrul unei singure runde de licitație, și toți utilizatorii de sistem care reușesc să obțină

capacitatea plătesc prețul celei mai mici oferte câștigătoare;

**lună gazieră** – perioada de timp cuprinsă între prima zi gazieră a lunii curente și prima zi gazieră a lunii următoare;

**măsurare zilnică** – măsurarea cantității de gaze naturale și colectarea informației privind cantitatea de gaze naturale măsurate, o dată într-o zi gazieră;

**măsurare non zilnică** - măsurarea cantității de gaze naturale și colectarea informației privind cantitatea de gaze naturale măsurate, mai rar decât o dată într-o zi gazieră;

**măsurare pe parcursul zilei** - măsurarea cantității de gaze naturale și colectarea informației privind cantitatea de gaze naturale măsurate, cel puțin de două ori într-o zi gazieră;

**mecanism alternativ de alocare** – mecanism de alocare pentru nivelul de ofertă sau pentru capacitatea incrementală, conceput de la caz la caz de către OST și aprobat de Agenție pentru a răspunde solicitărilor de cerere condiționată;

**metodă implicită de alocare** – metodă de alocare a capacității prin care se alocă în același timp, eventual prin intermediul unei licitații, atât capacitatea de transport, cât și cantitatea de gaze naturale corespunzătoare;

**metoda de calculare a prețurilor de referință** – metoda de calculare aplicată acelei părți a venitului aferent serviciilor de transport, care trebuie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale, bazate pe capacități, în scopul determinării prețurilor de referință;

**nivelul ofertei** – suma capacității disponibile și a nivelului de capacitate incrementală oferit pentru fiecare dintre PCS anuală într-un punct de interconectare;

**nivel mare de tarif** – sumă fixă sau variabilă definită pentru un punct de interconectare și pentru un PCS;

**nivel mic de tarif** – sumă fixă sau variabilă definită pentru fiecare punct de interconectare și pentru fiecare PCS, care este mai mică decât nivelul mare de tarif;

**obligații intrazilnice** - un set de reguli impuse de OST utilizatorilor de sistem privind asigurarea balanței dintre cantitățile de gaze naturale intrate și ieșite din sistemul de gaze naturale, ce aparțin utilizatorilor de sistem, într-o zi gazieră;

**operator al sistemului de transport concordant** – OST care realizează procesul de concordanță și care transmite rezultatul procesului de concordanță către OST inițiator;

**operator al sistemului de transport inițiator** – OST care inițiază procesul de concordanță prin transmiterea datelor necesare către OST concordant;

**operator de sistem adiacent** – OST situat la interfața altui OST;

**participant la tranzacționare** – utilizator de sistem sau un OST care deține un contract cu operatorul platformei de tranzacționare, care îndeplinește condițiile necesare pentru a realiza tranzacții în cadrul platformei de tranzacționare;

**plată intrazilnică** – plată percepută sau o plată efectuată de un OST de la, sau către un utilizator de sistem ca rezultat al unei obligații intrazilnice;

**plată pentru dezechilibrul zilnic** - plată pe care o parte responsabilă de echilibrare (în continuare – PRE) o va plăti sau o va primi pentru cantitatea de dezechilibru zilnic;

**plată pentru neutralitate** – plată echivalentă cu diferența dintre sumele primite sau de primit și sumele plătite sau de plătit de către OST ca urmare a realizării acțiunilor sale de echilibrare, care se plătește sau care se poate recupera de la utilizatorii de sistem;

**platforma de tranzacționare** - platformă electronică pusă la dispoziție și exploatată de un operator al platformei de tranzacționare, prin intermediul căreia participanții la tranzacționare pot plasa și accepta, incluzând dreptul de revizuire și de retragere, oferte pentru achiziționarea /vânzarea gazelor naturale necesare pentru a răspunde fluctuațiilor pe termen scurt ale cererii sau ofertei de gaze naturale, în conformitate cu termenii și condițiile aplicabile platformei de tranzacționare, conform cărora OST realizează tranzacții în scopul desfășurării acțiunilor de echilibrare;

**platformă de echilibrare** – platformă de tranzacționare în cadrul căreia un OST participă la toate tranzacțiile;

**perioadă de reglementare** – perioada pentru care normele generale privind venitul reglementat sau venitul-țintă sunt stabilite de către Agenție;

**perioadă tarifară** – perioada în cursul căreia este aplicabil un anumit nivel al prețului de referință, cu o durată minimă de un an și cu o durată maximă egală cu durata perioadei de

reglementare;

**portofoliu de echilibrare** – grupare de intrări și ieșiri ce aparține unui utilizator de sistem;

**prețul de plătit fix** – preț calculat în conformitate cu pct.392, subpunctul 2), în cazul în care prețul de rezervă nu face obiectul niciunei ajustări;

**preț de plătit variabil** – preț calculat în conformitate cu pct.392, subpunctul 1), în cazul în care prețul de rezervă face obiectul unor ajustări, precum reconcilierea veniturilor, ajustarea venitului reglementat sau ajustarea capacității contractate estimate;

**preț de referință** – prețul unui produs de capacitate fermă cu durata de un an, care este aplicabil în punctele de intrare și de ieșire din rețelele de transport al gazelor naturale și care este utilizat pentru a stabili tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate;

**preț de rezervă** – prețul minim eligibil în cadrul licitației;

**primă de licitație** – diferența dintre prețul de închidere și prețul de rezervă în cadrul unei licitații;

**prima subcotare** – situația în care cererea agregată la nivelul tuturor utilizatorilor de sistem este mai mică decât capacitatea oferită la sfârșitul celei de a doua rundă de licitație sau într-o rundă de licitație ulterioară;

**proces de capacitate incrementală** – proces de evaluare a cererii de pe piață pentru capacitate incrementală, care include o etapă neobligatorie în care utilizatorii de sistem își exprimă și își cuantifică cererea pentru capacitatea incrementală, și o etapă obligatorie în care unul sau mai mulți OST solicită utilizatorilor de sistem angajamente obligatorii pentru contractarea capacității;

**procesul de concordanță** – este procesul de comparare și de aliniere a cantităților de gaze naturale prelucrate pentru utilizatorii de sistem la ambele părți ale unui punct de interconectare specific, care are ca rezultat cantități confirmate pentru utilizatorii de sistem;

**produs de capacitate standard** – capacitatea de transport într-o perioadă de timp, într-un anumit punct de interconectare;

**produs de localizare** – produs flexibil de gaze naturale comercializat pentru a fi destinat livrării într-o locație determinată, în interiorul zonei de echilibrare;

**produs temporar** – produs flexibil de gaze naturale comercializat pentru livrare într-o anumită perioadă de timp, în perioada de echilibrare.

**proiect de capacitate incrementală** – proiect de mărire a capacității tehnice într-un punct de interconectare existent sau de stabilire a unui nou punct de interconectare pe baza alocării capacității în cadrul procesului de capacitate incrementală precedent;

**punct de interconectare** – un punct fizic sau virtual care conectează sisteme de intrare /ieșire adiacente sau care conectează un sistem de intrare /ieșire la o conductă de interconectare, în măsura în care aceste puncte fac obiectul unor proceduri de rezervare a capacității de către utilizatorii de sistem;

**punct de interconectare virtual** – 2 sau mai multe puncte de interconectare, care conectează 2 sisteme de intrare/ieșire adiacente integrate, pentru a furniza un serviciu de capacitate unic;

**punct fizic de intrare/ieșire** – punct cu o anumită amplasare fizică, prin care gazele naturale sunt măsurate și livrate în/din rețeaua de transport al gazelor naturale;

**punct virtual** – punct noțional obținut prin gruparea mai multor puncte fizice de intrare /ieșire de același tip;

**putere calorifică inferioară** – cantitatea de căldură care se degajă în urma arderii complete în aer a unei cantități anumite de gaze naturale, cu condiția că reacția are loc la o presiune constantă, iar toate produsele de ardere se află în stare gazoasă și sunt aduse la aceeași temperatură pe care o au reactanții;

**putere calorifică superioară** – cantitatea de căldură pe care o degajă în urma arderii complete în aer o cantitate anumită de gaze naturale, cu condiția că reacția are loc la o presiune constantă, iar produsele de ardere în stare gazoasă și apa în stare lichidă sunt aduse la aceeași temperatură pe care o au reactanții;

**regula valorii inferioare** – în cazul în care cantitățile prelucrate la oricare dintre părțile unui punct de interconectare sunt diferite, cantitatea confirmată va fi egală cu cea mai mică dintre cele două cantități prelucrate;

**regim tarifar cu plafonarea prețului** – regim de reglementare în cadrul căruia se stabilește de către Agenție un tarif maxim pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazat pe venitul-țintă;

**regim tarifar fără plafonarea prețului** – regim de reglementare (de ex: regimul de plafonare a veniturilor, regimul ratei de rentabilitate și regimul cost plus) în cadrul căruia venitul reglementat al OST este stabilit de către Agenție;

**rundă de licitație** – perioada în cursul căreia utilizatorii de sistem pot depune, modifica sau retrage oferte;

**scenariu de flux** – combinație între un punct de intrare și un punct de ieșire care reflectă utilizarea rețelelor de transport al gazelor naturale în conformitate cu modele probabile privind oferta și cererea și pentru care există cel puțin o rută prin rețelele de transport ce permite intrarea fluxului de gaze naturale în rețeaua de transport în respectivul punct de intrare și ieșirea sa din rețeaua de transport în respectivul punct de ieșire, indiferent dacă capacitatea este sau nu contractată în punctul de intrare sau în punctul de ieșire respectiv;

**scenariu de referință** – model de furnizare de informații conform căruia informațiile privind ieșirile cu măsurare nonzilnică constau din prognoze pentru ziua următoare și pentru ziua în curs;

**servicii de transport** – serviciile reglementate prestate de OST în cadrul sistemului de intrare /ieșire, în scopul transportării gazelor naturale;

**serviciu de echilibrare** – serviciu prestat unui OST în bază de contract, necesar pentru a acoperi fluctuațiile pe termen scurt ale cererii sau ofertei de gaze naturale, care nu reprezintă un produs standardizat pe termen scurt (PSTS);

**supranominalizare** – dreptul utilizatorilor de sistem care îndeplinesc cerințele minime să depună nominalizări pentru a solicita capacitate întreruptibilă în orice moment al zilei prin depunerea unei nominalizări care sporește valoarea totală a nominalizărilor lor la un nivel mai mare decât capacitatea contractată;

**tarif pentru serviciul de transport** – plata pe care trebuie să o plătească utilizatorii de sistem pentru serviciile de transport prestate;

**test economic** – test aplicat pentru a evalua viabilitatea economică a proiectelor de capacitate incrementală;

**utilizarea rețelei în interiorul sistemului** – transportul gazelor naturale în interiorul unui sistem de intrare /ieșire către consumatorii instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la același sistem de intrare / ieșire;

**utilizarea rețelei între sisteme** – transportul gazelor naturale în interiorul unui sistem de intrare /ieșire către utilizatorii de sistem al altui sistem de intrare /ieșire;

**varianta 1** – model de furnizare de informații conform căruia informațiile privind ieșirile cu măsurare zilnică și nonzilnică se bazează pe repartizarea fluxurilor cu măsurare pe parcursul zilei;

**varianta 2** – model de furnizare de informații conform căruia informațiile privind ieșirile cu măsurare nonzilnică constituie prognoza pentru ziua următoare;

**venit din prestarea altor servicii decât cele de transport** - acea parte a venitului reglementat sau a venitului-țintă care este recuperată prin alte tarife decât cele privind prestarea serviciului de transport al gazelor naturale;

**venit din prestarea serviciului de transport** – acea parte a venitului reglementat sau a venitului-țintă, care este recuperată prin aplicarea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale;

**venit reglementat** – venitul total din prestarea serviciului de transport al gazelor naturale și a serviciilor auxiliare de către OST în cursul unei perioade de timp specifice dintr-o anumită perioadă de reglementare, pe care OST are dreptul să-l obțină în cazul regimului tarifar fără plafonarea tarifului și care este stabilit de către Agenție;

**venit-țintă** – suma dintre venitul prognozat pentru serviciul de transport și venitul prognozat aferent altor servicii decât cele de transport al gazelor naturale, provenite din prestarea serviciilor de către OST pe parcursul unei perioade de timp specifice dintr-o anumită perioadă de reglementare, în cadrul unui regim tarifar cu plafonarea tarifului;

**zona de calitate a gazelor naturale** – zona pentru care parametrii de calitate ai gazelor naturale se consideră omogeni și constanți pentru o perioadă determinată de timp, fiind alimentate prin unul sau mai multe puncte fizice de intrare în rețeaua de transport al gazelor naturale sau în rețeaua de distribuție a gazelor naturale;



**zonă de echilibrare** – sistem de intrare-ieșire căruia i se aplică un regim de echilibrare specific și care poate include sisteme de distribuție sau părți ale acestora.

**zi gazieră** – perioada cuprinsă între ora 5.00 și ora 5.00 UTC a zilei următoare, pentru ora de iarnă, și între ora 4.00 și ora 4.00 UTC a zilei următoare, pentru ora de vară;  
*[Pct.5 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## TITLUL II REȚELELE DE GAZE NATURALE

### Secțiunea 1

#### Punctele de intrare și de ieșire în/din rețeaua de transport al gazelor naturale

**6.** În rețeaua de transport al gazelor naturale pot fi evidențiate următoarele **puncte de intrare:**

1) puncte *fizice* de intrare:

- a) din alte rețele de transport al gazelor naturale;
- b) din instalațiile de producere a gazelor naturale;
- c) din depozitele de stocare;
- d) din rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere);

2) puncte *virtuale* de intrare:

- a) din alte rețele de transport al gazelor naturale;
- b) din și instalațiile de producere a gazelor naturale;
- d) din depozitele de stocare;
- e) din rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere).

*[Pct.6 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**7.** În rețelele de transport al gazelor naturale pot fi evidențiate următoarele puncte de ieșire:

1) puncte *fizice* de ieșire:

- a) din alte rețele de transport al gazelor naturale;
- b) în rețelele de distribuție a gazelor naturale;
- c) spre consumatorii finali, instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale;
- d) în depozitele de stocare;
- e) în rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere).

2) puncte *virtuale* de ieșire:

- a) din alte rețele de transport al gazelor naturale;
- b) în rețelele de distribuție a gazelor naturale;
- c) în depozitele de stocare;
- d) pentru necesitățile proprii, consumuri tehnologice și pierderile OST;
- e) spre consumatorii instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale;
- f) în rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere).

*[Pct.7 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**8.** Capacitatea tehnică a fiecărui punct virtual se determină prin însumarea capacităților tehnice a punctelor fizice de același tip.

**9.** Listele punctelor de intrare și de ieșire fizice și/sau virtuale pentru care sunt prevăzute capacitățile tehnice zilnice, precum și Lista grupurilor de puncte de intrare și de ieșire se elaborează de către OST după consultarea prealabilă a utilizatorilor de sistem. Agenția examinează și aprobă lista prezentată de OST în termen de 15 zile lucrătoare de la data prezentării tuturor informațiilor necesare de către operatorul de sistem. Lista punctelor de intrare/ieșire se modifică prin Hotărârea ANRE. Listele punctelor de intrare și de ieșire se modifică prin Hotărârea ANRE. OST publică listele punctelor de intrare și de ieșire pe pagina sa electronică în termen de o zi lucrătoare de la data recepționării hotărârii respective..

*[Pct.9 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## Secțiunea 2

### Regulile principale de exploatare a rețelelor de gaze naturale

**10.** Exploatarea rețelelor de gaze naturale este obligația titularilor de licență pentru transportul și distribuția gazelor naturale.

**11.** Exploatarea rețelelor de gaze naturale, care constituie obiecte industrial periculoase în condiții de siguranță, fiabilitate și eficiență a funcționării rețelelor de gaze naturale se asigură prin respectarea prevederilor Legii nr.116 /2012 cu privire la securitatea industrială a obiectelor industrial periculoase, Cerințelor minime de securitate privind exploatarea sistemelor de distribuție a gazelor naturale combustibile naturale aprobate prin Hotărârea Guvernului nr.552 din 12 iulie 2017, Regulamentul privind situațiile excepționale pe piața gazelor naturale și Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața gazelor naturale aprobate prin Hotărârea Guvernului nr.207 din 3 aprilie 2019, Regulamentul privind modul de transmitere a rețelelor de gaze întreprinderilor de gaze ale Societății pe Acțiuni "Moldovagaz" la deservire tehnică aprobat prin Hotărârea Guvernului nr.683 din 18 iunie 2004.

**12.** Pentru exploatarea rețelelor de gaze naturale în conformitate cu reglementările și documentele normativ-tehnice în domeniu, titularii de licențe au obligația de a dispune de personal calificat și de dotare tehnică corespunzătoare categoriilor de lucrări.

**13.** Operatorul de sistem organizează, în conformitate cu prevederile Legii nr.108/2016, Legii nr.592/1995 cu privire la transportul prin conducte magistrale și Legii nr.116/2012 privind securitatea industrială a obiectelor industriale periculoase, servicii specializate de exploatare, întreținere și intervenție tehnică, în caz de incidente sau avarii, având în posesie mijloace de transport, mecanisme, utilaje și materiale necesare, în scopul:

- 1) asigurării capacității pe termen lung a rețelelor de gaze naturale;
- 2) efectuării controlului stării tehnice a rețelelor de gaze naturale pentru determinarea necesității reparațiilor capitale sau înlocuirii lor;
- 3) efectuării reparației capitale a rețelelor de gaze naturale;
- 4) efectuării lucrărilor de întreținere a rețelelor de gaze naturale, în termenii stabiliți;
- 5) efectuării reparației curente a rețelelor de gaze naturale;
- 6) reconstrucției și modernizării rețelelor de gaze naturale sau a echipamentului învechit și uzat, în termenii stabiliți;
- 7) efectuării conectării și deconectării instalațiilor tehnice, sistemelor tehnologice și instalațiilor de utilizare, inclusiv și ale celor cu program sezonier;
- 8) efectuării deconectării rețelelor de gaze naturale, instalațiilor tehnice, sistemelor tehnologice și ale instalațiilor de utilizare, inclusiv și ale celor inactive;
- 9) prevenirii situațiilor de avarie și remedierea în termen a avariilor din rețelele de gaze naturale;
- 10) informării, conform prevederilor legale, a agenților economici și populației referitor la locul de amplasare și zonele de protecție a rețelelor de gaze naturale și cu privire la măsurile de securitate necesare.

**14.** Operatorul de sistem trebuie să-și îndeplinească obligațiile de exploatare a rețelelor de gaze naturale în așa mod, încât să nu afecteze sau, în anumite cazuri, să afecteze cât mai puțin funcționarea instalațiilor de gaze naturale racordate la rețelele de gaze naturale. În cazul posibilităților afectării a continuității livrării gazelor naturale, utilizatorii de sistem sunt informați, conform prevederilor Regulamentului cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a gazelor naturale.

**15.** Rețelele de gaze naturale se exploatează cu respectarea zonelor de protecție stabilite în conformitate cu Regulamentul privind zonele de protecție a rețelelor de gaze naturale, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr.1104 din 14 noiembrie 2018.

## Secțiunea 3

### Parametrii de calitate ai gazelor naturale

**16.** Parametrii de calitate, indicatorii fizico-chimici și alte caracteristici ai gazelor naturale sunt stabiliți conform standardelor de calitate aprobate de organismul național de standardizare și prevăzute la pct.26 din prezentul Cod.

**17.** Determinarea parametrilor de calitate a gazelor naturale livrate în/din rețelele de gaze naturale se efectuează în conformitate cu condițiile stabilite în prezentul Cod, acordurile de

interconectare și acordurile de operare, încheiate între părțile implicate în procesul de predare-preluare a gazelor naturale.

**18.** Determinarea parametrilor de calitate ai gazelor naturale se efectuează doar de laboratoarele chimice de încercări acreditate pentru efectuarea acestei activități.

**19.** Parametrii de calitate a gazelor naturale, în mod obligatoriu, se indică în acordurile de operare în punctul de interconectare și contractele de furnizare a gazelor naturale.

**20.** La predarea-preluarea gazelor naturale se transmite informația privind parametrii de calitate ai gazelor naturale, determinată de OST. La predarea-preluarea gazelor naturale responsabil pentru respectarea cerințelor față de parametrii de calitate ai gazelor naturale stabiliți este operatorul de sistem din amonte punctului de predare.

**21.** Parametrii de calitate ai gazelor naturale determinați de OST se vor utiliza pentru toate punctele de predare-preluare comercială a gazelor naturale din această zonă. Puterea calorifică corespunzătoare fiecărei zone de calitate a gazelor naturale se determină lunar ca media ponderată a puterilor calorifice aferente fiecărui punct de intrare, prin care se alimentează această zonă.

**22.** Determinarea parametrilor de calitate ai gazelor naturale în punctele de intrare în rețeaua de transport al gazelor naturale se efectuează cu utilizarea cromatografelor și higrometrelor online, cu înregistrarea orară a valorilor acestora.

**23.** Operatorul de sistem este în drept să nu accepte intrarea gazelor naturale în rețelele de gaze, în cazurile în care parametrii de calitate ai gazelor naturale în punctele de intrare nu corespund cerințelor stabilite în prezentul Cod, acordurilor de operare încheiate între părți.

**24.** În cazul ieșirii din funcțiune a echipamentelor online, prin coordonare cu OST adiacent, în perioada remedierii defecțiunii se admite determinarea parametrilor de calitate ai gazelor naturale de către laboratoarele chimice de încercări acreditate.

**25.** Locurile de prelevare a probelor pentru determinarea parametrilor de calitate ai gazelor naturale în alte puncte ale rețelelor de transport al gazelor naturale, unde nu sunt utilizate cromatografe și higrometre online, se coordonează de către OST adiacenți, OST cu OSD sau consumatorii direct racordați la rețelele de transport, în baza acordurilor de operare încheiate.

**26.** Pentru punctele de intrare/ieșire ale rețelelor de transport al gazelor naturale se determină următorii parametri de calitate ai gazelor naturale:

- 1) puterea calorifică inferioară, și superioară, kWh/m<sup>3</sup>;
- 2) domeniul valorilor indicelui Wobbe (superior), kWh/m<sup>3</sup>;
- 3) abaterea admisibilă a indicelui Wobbe de la valoarea nominală;
- 4) concentrația masică a acidului sulfhidric, g/m<sup>3</sup>;
- 5) concentrația masică a sulfului mercaptan, g/m<sup>3</sup>;
- 6) fracția volumetrică a oxigenului,%;
- 7) masa impurităților mecanice în 1 m<sup>3</sup>, g.

**27.** Periodicitatea determinării parametrilor de calitate ai gazelor naturale, în cazul utilizării laboratoarelor chimice de încercări acreditate, este de cel puțin o dată pe săptămână.

**28.** În cazul schimbării valorii densității gazelor cu mai mult de 0,01 kg/m<sup>3</sup>, parametrii de calitate ai gazelor naturale se vor determina suplimentar (extraordinar) în laboratoarele chimice de încercări acreditate. Parametrii de calitate ai gazelor naturale determinați se vor modifica extraordinar (operativ) în calculatoarele de debit pentru punctele de predare-preluare comercială a gazelor naturale cu un debit lunar de peste 200 mii m<sup>3</sup>, în cazul schimbării valorii densității gazelor cu peste 0,01 kg/m<sup>3</sup>, și pentru punctele de predare-preluare comercială a gazelor naturale cu un debit lunar cuprins între 50 și 200 mii m<sup>3</sup>, la schimbarea valorii densității gazelor cu peste 0,02 kg/m<sup>3</sup>.

**29.** La prelevarea probelor de gaze naturale, pentru efectuarea încercărilor acestora în laboratoare de încercări acreditate au dreptul să asiste reprezentanții părților, implicate în procesul de predare-preluare a gazelor naturale în punctul respectiv.

**30.** OST modifică gradul de odorizare a gazelor naturale predate la ieșirea din rețelele de transport, în rețelele de distribuție, la solicitarea în scris a OSD.

**31.** OST prezintă utilizatorilor de sistem informația solicitată privind parametrii de calitate ai gazelor naturale predate.

**32.** Rapoartele lunare privind parametrii de calitate ai gazelor naturale vor fi publicate pe pagina electronică a OST.

### **CAPITOLUL III**

## **INTEROPERABILITATEA ÎN CADRUL SISTEMULUI DE GAZE NATURALE ȘI SCHIMBUL DE DATE CU OPERATORII DE SISTEM**

### **Secțiunea 1**

#### **Acordurile de operare**

**33.** Pentru stabilirea procedurilor armonizate pentru operarea și exploatarea rețelelor de gaze naturale interconectate, cu scopul de a asigura interoperabilitatea și schimbul de date: operatorii de sistem adiacenți, operatorul depozitului de stocare, producătorii de gaze naturale, vor încheia acorduri de operare pentru fiecare punct de interconectare, care vor stabili:

- 1) regulile pentru gestionarea fluxurilor de gaze naturale;
- 2) principiile de măsurare a cantităților (volumelor) de gaze naturale și de prezentare a informației privind parametrii de calitate ai gazelor naturale;
- 3) procesul de concordanță;
- 4) proceduri de comunicare (schimbul de informații, inclusiv termenele de transmitere a acestora);
- 5) detalii cu privire la parametrii tehnici pentru fiecare punct fizic de intrare/ieșire;
- 6) drepturile, obligațiile și răspunderea părților;
- 7) proceduri pentru situații excepționale;
- 8) procedura de soluționare a litigiilor care decurg din acordul de operare;
- 9) procedura de modificare a acordului de operare.

**34.** OST adiacenți vor prevedea în acordurile de operare condiții specifice de determinare a cantităților (volumelor) de gaze naturale pe sectoarele de bilanț comun, precum și mecanisme de predare-preluare a gazelor naturale prin punctele de interconectare convenite de părți în care lipsesc echipamente (sisteme) de măsurare a gazelor naturale.

### **Secțiunea 2**

#### **Gestionarea fluxurilor de gaze naturale**

**35.** În scopul asigurării condițiilor de funcționare, programare și gestionare a fluxurilor de gaze naturale prin rețelele de gaze naturale în mod continuu, fiabil și eficient operatorii de sistem vor organiza și desfășura conducerea prin dispecer a fluxurilor de gaze naturale.

**36.** Conducerea prin dispecer a fluxurilor de gaze naturale prin rețelele de gaze naturale este o activitate specifică sistemului de gaze naturale, exercitată prin unități specializate, denumite centre/servicii de dispecerat, care au relații ierarhizate de autoritate, competență, comandă și subordonare între ele.

**37.** Pentru gestionarea fluxurilor de gaze naturale este necesar ca:

- 1) OST adiacenți să se asigure că procedurile stabilite facilitează în punctul de interconectare un flux de gaze naturale controlabil, previzibil și eficient, conform cererii;
- 2) OST adiacenți să se asigure că procedurile stabilite în acordul de operare prevăd cerințe pentru gestionarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare, inclusiv și pentru reducerea la minim a devierilor de la parametrii prestabiliți de calitate a fluxului, în urma procesului de concordanță;
- 3) prin acordul de operare să se desemneze OST responsabil de gestionarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare.

**38.** OST desemnat este responsabil de gestionarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare, cu condiția, că toți operatorii de sistem adiacenți vor respecta obligațiile contractuale privind presiunea, care va fi menținută la un nivel de exactitate pentru asigurarea transportului fiabil de gaze naturale și la un nivel de stabilitate, asigurând funcționarea eficientă a rețelelor de transport al gazelor naturale.

**39.** OST desemnat, poate modifica cantitățile (volumele) de gaze naturale sau direcția fluxului de gaze naturale, iar în caz de necesitate, asupra ambelor poziții pentru:

1) a respecta prevederile legale, precum și cerințele acordurilor de interconectare, care reglementează gestionarea punctului de interconectare;

2) a reacționa eficient în cazul afectării rețelei de transport al gazelor naturale a OST de o situație excepțională;

3) a respecta cerințele, prevăzute în Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața gazelor naturale și în Planurile de localizare și lichidare a situațiilor de avarie, elaborate în conformitate cu Hotărârea Guvernului nr.207 din 3 aprilie 2019.

**40.** Într-o gestionare a fluxului de gaze naturale, OST adiacenți vor decide asupra cantității și direcției fluxului de gaze naturale pentru fiecare punct de interconectare în parte, precum și pentru fiecare zi gazieră.

**41.** Cantitatea și direcția fluxurilor de gaze naturale, stabilite de către OST adiacenți reflectă:

1) rezultatul procesului de concordanță;

2) măsurile eficiente de gestionare a fluxurilor de gaze naturale, convenite între OST adiacenți în următoarele scopuri:

a) sporirea/diminuarea parametrilor prestabiliți ai fluxului de gaze naturale;

b) divizarea fluxului de gaze naturale la punctul de interconectare virtual, dacă există;

c) schimbarea direcției fluxului de gaze naturale;

d) eficiența costurilor de operare;

e) orice măsură, care gestionează divergențele apărute în urma diferenței parametrilor de calitate ai gazelor naturale, cerințelor de odorizare.

### **Secțiunea 3**

#### **Evidența și schimbul de informații**

**42.** Operatorii de sistem au obligația de a întocmi și a ține evidența unui set de informații în conformitate cu prevederile prezentului Cod.

**43.** Operatorii de sistem realizează schimbul de informații cu alți operatori de sistem interconectați cu respectarea prevederilor stabilite în acordurile de operare.

**44.** La desfășurarea activităților, operatorii de sistem realizează schimbul de informații cu terții în condițiile prevăzute de prezentul Cod și Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor, aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019 (în continuare – Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor).

**45.** În cazul situațiilor excepționale pe piața gazelor naturale schimbul de informații are loc în conformitate cu Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața gazelor naturale.

**46.** Informațiile cu caracter public se pun la dispoziția persoanelor interesate în condițiile și termenele prevăzute de prezentul Cod și Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor.

**47.** Operatorii de sistem publică pe pagina lor electronică informații privind:

1) serviciile prestate la condițiile relevante aplicate;

2) informația de ordin tehnic necesară pentru asigurarea accesului eficient al utilizatorilor de sistem la rețelele de gaze naturale;

3) informații privind modul de formare, metodologia de calculare și structura tarifelor pentru serviciile prestate.

**48.** Suplimentar la informațiile prevăzute la pct.47, OST plasează pe pagina sa electronică și prezintă, la solicitare, următoarele informații privind:

1) capacitățile tehnice, capacitățile contractate și cele disponibile la toate punctele relevante;

2) accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor;

3) cererea și oferta în baza prognozelor și a fluxurilor efective de gaze naturale;

4) măsurile întreprinse, costurile suportate și veniturile obținute pentru asigurarea echilibrului în sistemul de gaze naturale.

**49.** Responsabilitatea pentru forma și conținutul informației, revine părții care publică sau pune la dispoziție informația corespunzătoare.

**50.** OST comunică operatorilor de sistem adiacenți, în momentul depistării, despre avaria declanșată pe sectoarele rețelelor de transport al gazelor naturale sau la stațiile de predare, cu sistarea ulterioară a livrării gazelor naturale la ele.

**51.** La cererea OST, producătorii, alți OST, OSD, operatorii depozitelor de stocare, furnizorii și consumatorii finali, instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la rețelele de transport al gazelor naturale, prezintă date și informații necesare pentru:

1) examinarea regimurilor de consum și a caracteristicilor consumului de gaze naturale, alte informații necesare pentru reglarea presiunii și gestionarea schimbului de gaze naturale, a datelor privind producerea gazelor naturale;

2) monitorizarea calității serviciului de transport al gazelor naturale;

3) monitorizarea securității aprovizionării cu gaze naturale.

**52.** La cererea OSD, producătorii, alți OSD, operatorii depozitelor de stocare, furnizorii și consumatorii finali, instalațiile de gaze naturale ale cărora sunt racordate la rețelele de distribuție a gazelor naturale, prezintă, suplimentar la informațiile prevăzute la pct.51, date și informații necesare pentru:

1) prognozarea cererii de gaze naturale;

2) prestarea serviciilor de sistem.

**53.** OSD transmite către OST informația privind întreruperile planificate în rețeaua de distribuție a gazelor naturale a OSD, care pot avea impact asupra condițiilor de preluare a gazelor naturale în punctele de ieșire din rețeaua de transport a gazelor naturale, cu specificarea motivelor apariției întreruperilor planificate, a duratei așteptate a acestora, reducerii capacității în punctele de racordare la OST, a valorii parametrilor care nu corespund cu prevederile contractuale.

**54.** OSD anunță centrele/serviciile de dispecerat ale OST despre avariile apărute, care pot avea impact asupra funcționării rețelei de transport al gazelor naturale, în termen de o oră din momentul apariției acestora.

**55.** Operatorii de sistem adiacenți sunt obligați să comunice OST următoarele informațiile care pot influența regimul curent de transport al gazelor naturale în următoarele termene și condiții stabilite:

1) în termen de 2 minute din momentul înregistrării, despre avaria sau situația excepțională apărută din cauza:

a) opririi avariate a agregatului de comprimare a gazelor naturale, utilizat în cadrul stației de comprimare a gazelor naturale;

b) schimbării bruște a presiunii gazelor naturale la intrarea și ieșirea în/din stația de comprimare a gazelor naturale;

c) în cazul avariei sau apariției defecțiunii în rețeaua de transport al gazelor naturale, care pot influența transportul gazelor în regim de tranzit sau livrarea acestora consumatorilor finali.

2) în termen de 5 minute din momentul depistării, despre micșorarea bruscă a presiunii gazelor la intrarea în stația de reglare-măsurare și în cazul avariei sau apariției defecțiunii în rețelele de distribuție a gazelor naturale.

3) în termen de 10 minute din momentul înregistrării, despre avariile și incidentele produse la obiectele industriale periculoase, precum și cele produse în sectorul comunal.

4) și alte informații:

a) zilnic, despre: comutările armăturilor de închidere efectuate în rețelele de distribuție a gazelor naturale, în legătură cu modificările fluxului și volumelor de gaze naturale;

b) nu mai târziu de 24 de ore până la începere, despre executarea lucrărilor planificate de comutare a armăturilor de închidere și de modificare a regimului de lucru;

c) în decurs de 3 zile, despre termenele de executare a lucrărilor de reparație cu deconectarea instalațiilor de utilizare a mai mult de 25 de consumatorii finali, precum și despre termenele de executare a lucrărilor complexe în rețelele de distribuție a gazelor naturale, care după posibilitate, se vor efectua concomitent cu scoaterea din funcțiune temporară pentru reparații a stațiilor de predare ale OST;

d) în termen de 5 zile până la începerea lor, despre:

(1) modificarea presiunii gazelor naturale la ieșirea din stațiile de predare, în legătură cu creșterea consumului de gaze naturale cu mai mult de 20% din volumul mediu zilnic;

(2) planificarea lucrărilor comune pe rețelele de gaze naturale;

(3) verificarea metrologică periodică a echipamentelor de măsurare, instalate la stațiile de predare, care fac parte din zona de echilibrare comună a gazelor naturale;

(4) planificarea lucrărilor de reamplasare a instalațiilor tehnologice sau a robinetelor, amplasate pe rețelele de transport al gazelor naturale, pentru deconectarea sau punerea în funcțiune a unor sectoare ale rețelelor de transport al gazelor naturale, care influențează regimul de lucru al rețelelor de transport sau de distribuție.

**56. OST adiacenți:**

1) o dată la 2 ore pe parcursul zilei și zilnic la ora contactată, comunică reciproc următoarea informație privind:

a) parametrii de presiune și temperatură în punctele de intrare / ieșire în/din rețeaua de transport al gazelor naturale, precum și în punctele de interconectare;

b) regimul de lucru al stațiilor de comprimare;

c) resetarea planificată și neplanificată a agregatelor de comprimare a gazelor naturale, utilizate în cadrul stațiilor de comprimare;

2) zilnic, până la orele 12:00, comunică reciproc informația operativă privind:

a) volumele gazelor naturale primite și predate prin intermediul stațiilor de predare;

b) volumele gazelor naturale predate tuturor categoriilor de consumatori finali instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate direct la rețeaua de transport al gazelor naturale;

c) volumele gazelor naturale consumate pentru necesități proprii;

d) stocurile de gaze naturale din rețelele de transport al gazelor naturale;

e) volumele consumurilor tehnologice și pierderilor tehnice de gaze naturale;

f) bilanțul gazelor naturale în sistemul de transport pe o perioadă care cuprinde diurna anterioară și începutul lunii respective.

3) zilnic, până la ora 14:00:

a) OST va transmite OSD adiacenți informația privind volumul de gaze naturale preluat de la stațiile de predare în ultimele 24 de ore;

b) OSD va transmite utilizatorilor de sistem informația privind volumele de gaze naturale utilizate în ultimele 24 de ore de către consumatorii finali cu care utilizatorii de sistem au încheiate contract de furnizare a gazelor naturale.

**57.** Operatorii de sistem și utilizatorii de sistem au obligația de a păstra confidențialitatea informațiilor comerciale obținute în procesul schimbului de date și de a nu admite divulgarea sau scurgerea informației către terți, precum și folosirea informației obținute într-un mod contrar practicii comerciale loiale.

**58.** Operatorii de sistem și utilizatorii de sistem sunt responsabili de întreprinderea măsurilor de securitate, inclusiv prin:

1) asigurarea securității lanțului de comunicare pentru oferirea comunicațiilor securizate și fiabile, inclusiv protecția confidențialității, integritatea și autenticitatea prin mijloace și metode sigure criptare, semnătură digitală, confirmare semnată etc.

2) implementarea măsurilor de securitate pentru prevenirea accesului neautorizat la infrastructura sa informațională (IT);

3) notificarea promptă a părților cointeresate privind orice tentativă sau acces neautorizat în propriul sistem.

**59.** OST este responsabil pentru asigurarea disponibilității propriului sistem prin:

1) întreprinderea măsurilor pentru a împiedica ca un singur punct de defectare să provoace indisponibilitatea sistemului de schimb de date, inclusiv până la conexiunea/conexiunile de rețea cu furnizorul de servicii de internet;

2) obținerea serviciilor și asistenței adecvate de la furnizorul de servicii de internet;

3) menținerea perioadelor de indisponibilitate, ca urmare a întreținerii IT planificate, la un nivel minim și informarea în timp util a tuturor părților interesate înainte de indisponibilitatea planificată.

### TITLUL III INTEROPERABILITATEA ȘI SCHIMBUL DE DATE

#### CAPITOLUL I ACORDURI DE INTERCONECTARE

## Secțiunea 1

### Conținutul acordurilor de interconectare

**60.** OST adiacenți se asigură că cel puțin termenii și condițiile următoare, detaliate în prezentul Capitol, sunt reglementate prin acordurile de interconectare existente și viitoare pentru fiecare punct de interconectare dotat cu echipamente de măsurare:

- 1) proceduri privind gestionarea fluxului de gaze naturale;
- 2) principii de măsurare a cantităților și a calității gazelor naturale;
- 3) proceduri privind procesul de concordanță;
- 4) prevederi privind alocarea cantităților de gaze naturale;
- 5) proceduri de comunicare în caz de situații excepționale;
- 6) procedura de soluționare a litigiilor care decurg din acordurile de interconectare;
- 7) procedura de modificare a acordului de interconectare.

**61.** OST adiacenți vor prevedea în acordurile de interconectare condiții specifice de determinare a cantităților de gaze naturale pe sectoarele de bilanț comun, precum și mecanisme de predare-preluare a gazelor naturale prin punctele de interconectare, stabilite de părți, care nu sunt dotate cu echipamente (sisteme) de măsurare a gazelor naturale.

**62.** OST identifică informațiile cuprinse în acordurile de interconectare, care îi afectează în mod direct pe utilizatorii de sistem și îi informează cu privire la informațiile respective.

**63.** Înainte de a încheia sau de a modifica un acord de interconectare, care conține normele menționate la pct.60, subpunctele 3)-5), OST invită utilizatorii de sistem să prezinte recomandări cu privire la textul propus al normelor respective, cu cel puțin *2 luni* înainte ca acordul să fie încheiat sau modificat. OST iau în considerație recomandările utilizatorilor de sistem la încheierea sau modificarea acordului de interconectare.

**64.** Prevederile obligatorii ale acordurilor de interconectare stabilite la pct.60 sau orice modificări aduse acestor acorduri, încheiate după intrarea în vigoare a prezentului Cod, se **prezintă** Agenției de către OST, în termen de *10 zile* de la încheierea/modificarea acordului. De asemenea, OST prezintă în scris acordurile de interconectare, la cererea Organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energiei în termen de *10 zile*.

**65.** Dacă OST adiacenți nu reușesc să convină în acordul lor de interconectare asupra unuia sau mai mulți termeni și condiții stabilite la pct.66-79, ei încheie un acord de interconectare pe baza modelului ENTSO-G în privința prevederilor asupra cărora nu au reușit să convină.

## Secțiunea 2

### Norme privind gestionarea fluxului de gaze naturale

**66.** Pentru controlul fluxului de gaze naturale, OST adiacenți:

- 1) asigură că sunt stabilite norme pentru facilitarea unui flux controlabil, precis, previzibil și eficient de gaze naturale prin punctul de interconectare;
- 2) asigură că sunt stabilite norme pentru direcționarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare și pentru reducerea la minimum a devierilor de la flux în urma procesului de concordanță;
- 3) desemnează OST responsabil de direcționarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare. Dacă OST adiacenți nu reușesc să convină asupra acestei desemnări, OST care exploatează echipamentele de control al fluxului, în cooperare cu celălalt sau cu ceilalți OST, este cel responsabil pentru direcționarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare.

**67.** Pentru a direcționa fluxul de gaze naturale, OST adiacenți decid cu privire la cantitatea și direcția fluxului de gaze naturale pentru fiecare punct de interconectare și pentru fiecare oră a zilei gaziere.

**68.** OST desemnat în conformitate cu pct.66, subpunctul 3) este responsabil de direcționarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare, cu condiția că obligațiile contractuale privind presiunea să fie respectate de toți OST adiacenți:

- 1) la un nivel de precizie suficient pentru a reduce la minimum diferența de direcționare;
- 2) la un nivel de stabilitate conform cu utilizarea eficientă a rețelelor de transport al gazelor naturale.

**69.** Cantitatea și direcția fluxului de gaze naturale stabilite de către OST adiacenți reflectă:



- 1) rezultatul procesului de concordanță;
- 2) corecția contului de echilibrare operațională;
- 3) orice măsuri eficiente de control al fluxului convenite de OST adiacenți în scopuri precum sporirea, diminuarea, fluxul minim, divizarea fluxului la punctul de interconectare virtual, dacă există, și/sau schimbarea direcției fluxului sau eficiența costurilor de exploatare;
- 4) orice măsură care gestionează restricțiile comerciale transfrontaliere datorate diferențelor de calitate ale gazelor naturale, în conformitate cu pct.93-95 și practicile de odorizare, în conformitate cu pct.102-105.

**70.** Un OST poate decide să modifice cantitatea de gaze naturale sau direcția fluxului de gaze naturale sau ambele, dacă acest lucru este necesar, pentru:

- 1) a respecta dispozițiile stabilite în legislația națională (Regulamentul privind situațiile excepționale pe piața gazelor naturale, Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața gazelor naturale, aprobate prin Hotărârea Guvernului nr.207 din 3 aprilie 2019).
- 2) a respecta cerințele stabilite în planurile de urgență și în planurile de acțiune preventiv elaborate în conformitate cu acquis-ul Comunității Energetice privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale;
- 3) a reacționa în cazul în care rețeaua de gaze naturale a operatorului de sistem este afectată de un eveniment excepțional.

### **Secțiunea 3**

#### **Principii de măsurare a cantității și determinării calității gazelor naturale**

**71.** Referitor la principiile de măsurare a cantității și calității gazelor naturale, OST adiacenți se asigură că:

- 1) detaliile privind standardele de măsurare aplicabile la punctul de interconectare sunt stabilite;
- 2) OST responsabil de instalarea, exploatarea și întreținerea echipamentului de măsurare este identificat. Acest operator de sistem are obligația de a pune la dispoziția celuilalt sau celorlalți OST adiacenți, la timp și cu o frecvență determinată, toate informațiile și datele referitoare la măsurarea fluxurilor de gaze naturale la punctul de interconectare.

**72.** Instalarea, exploatarea și întreținerea echipamentului de măsurare la un punct de interconectare ia în considerare cerințele tehnice impuse de reglementările naționale ale OST adiacenți.

**73.** OST adiacenți convin asupra principiilor de măsurare, care trebuie să includă cel puțin:

- 1) descrierea stației de măsurare, inclusiv echipamentele de măsurare și de analiză care urmează să fie folosite și detalii privind orice echipament secundar, care ar putea fi folosit în caz de defecțiune;
- 2) parametrii de calitate ai gazelor naturale, volumul și energia care se măsoară, precum și intervalul și marja maximă de eroare sau de incertitudine admisă cu care funcționează echipamentul de măsurare, frecvența măsurărilor, unitățile de măsură folosite și standardele în conformitate cu care se realizează măsurarea, precum și orice factori de conversie utilizați;
- 3) procedurile și metodele utilizate pentru calcularea parametrilor care nu sunt măsurați direct;
- 4) descrierea metodei de calcul a erorii sau a erorii maxime admise la determinarea cantității transportate;
- 5) descrierea procesului de validare a datelor utilizat pentru parametrii măsurați;
- 6) validarea măsurărilor și măsurile de asigurare a calității, inclusiv procedurile de verificare și de ajustare care urmează să fie convenite între OST adiacenți;
- 7) modul, inclusiv frecvența și conținutul, în care se pun la dispoziție datele în rândul OST adiacenți referitor la parametrii măsurați;
- 8) lista specifică a semnalelor și alarmelor care trebuie transmise de OST sau OST adiacenți care exploatează echipamentele de măsurare către celălalt sau ceilalți OST adiacenți;
- 9) metoda de determinare a unei corecții pentru o măsurare și procedurile ulterioare care ar putea fi necesare într-o situație temporară în care se constată că echipamentul de măsurare realizează sau a realizat înregistrări eronate fie mai puțin, fie mai mult față de intervalul său de incertitudine definit. OST respectiv ia măsuri corespunzătoare pentru a pune capăt acestei situații;
- 10) normele care se aplică între OST adiacenți în cazul defectării echipamentului de măsurare;

11) normele care se aplică între OST adiacenți privind:

- a) accesul la echipamentul de măsurare;
- b) verificări suplimentare ale echipamentului de măsurare;
- c) înlocuirea echipamentului de măsurare;
- d) prezența în timpul lucrărilor de calibrare și de întreținere a echipamentului de măsurare.

**74.** Dacă OST adiacenți nu își respectă obligațiile prevăzute la pct.71 și 73:

1) OST care deține controlul echipamentului de măsurare este responsabil de instalarea, exploatarea și întreținerea acestui echipament și de punerea la dispoziția celui alt OST, în cel mai scurt timp, a datelor privind măsurarea fluxului de gaze naturale la punctul de interconectare;

2) se aplică standardul SM EN 1776, Infrastructura pentru gaze. Sisteme de măsurare a gazelor. Prescripții funcționale.

#### **Secțiunea 4**

##### **Regulile privind procesul de concordanță**

**75.** În cadrul procesului de concordanță, OST adiacenți stabilesc:

1) normele care detaliază procesul de concordanță, ținând cont, după caz, de dispozițiile privind nominalizarea zilnică-orară;

2) normele care reglementează comunicarea și prelucrarea datelor relevante dintre OST adiacenți pentru a calcula cantitățile prelucrate și cantitățile confirmate de gaze naturale pentru utilizatorii de sistem, precum și cantitatea de gaze naturale care trebuie programată să fie livrată la punctul (punctele) de interconectare.

**76.** Nominalizările și renominalizările se gestionează în conformitate cu următoarele prevederi:

1) aplicarea unei reguli de concordanță duce la cantități confirmate identice pentru fiecare pereche de utilizatori de sistem la ambele părți ale punctului de interconectare, atunci când cantitățile prelucrate nu sunt aliniate;

2) OST adiacenți pot conveni să mențină sau să implementeze o altă regulă de concordanță decât regula valorii inferioare, cu condiția ca această regulă să fie publicată și ca utilizatorii de sistem să fie invitați să prezinte obiecții și propuneri cu privire la regula de concordanță propusă în termen de cel puțin 2 luni de la publicarea regulii de concordanță;

3) OST adiacenți precizează rolurile care le revin în procesul de concordanță, indicând dacă sunt OST inițiator sau cel concordant;

4) OST adiacenți precizează calendarul aplicabil pentru procesul de concordanță în cadrul ciclului de nominalizare sau renominalizare, având în vedere că întregul proces de concordanță nu trebuie să dureze mai mult de 2 ore de la începutul ciclului de nominalizare sau renominalizare, și iau în considerare următoarele:

a) datele care trebuie schimbate între OST adiacenți pentru ca aceștia să poată informa utilizatorii de sistem cu privire la cantitățile lor confirmate înainte de încheierea ciclului de nominalizare sau renominalizare, incluzând cel puțin datele menționate la pct.78, subpunct 2);

b) procesul de schimb de date definit la lit.a) permite OST adiacenți să efectueze toate etapele de calcul și de comunicare în mod corect și la timp.

**77.** La prelucrarea nominalizărilor pentru un punct de interconectare, OST adiacenți se asigură că fluxul de gaze naturale la ambele părți ale punctului de interconectare este calculat pe o bază consecventă, care ține cont de orice reducere temporară a capacității ca urmare a oricăreia dintre condițiile menționate la pct.70 la una sau la ambele părți ale punctului de interconectare.

**78.** Fiecare acord de interconectare prevede dispoziții privind schimbul de date pentru procesul de concordanță:

1) utilizarea schimbului de date între OST adiacenți pentru procesul de concordanță;

2) informațiile armonizate cuprinse în schimbul de date pentru procesul de concordanță, care trebuie să conțină cel puțin următoarele:

a) identificarea punctului de interconectare;

b) datele de identificare ale utilizatorului de sistem sau, dacă este cazul, datele de identificare ale portofoliului acestuia;

c) datele de identificare ale părții care livrează gaze naturale către sau primește gaze naturale de la utilizatorul de sistem sau, dacă este cazul, datele de identificare ale portofoliului acesteia;

d) ora de începere și de încheiere a fluxului de gaze naturale pentru care se realizează concordanța;

e) ziua gazieră;

f) cantitățile prelucrate și confirmate;

g) direcția fluxului de gaze naturale.

**79.** Cu excepția cazului în care există dispoziții contrare convenite de OST adiacenți în acordul lor de interconectare, se aplică următoarele prevederi:

1) OST folosesc "regula valorii inferioare". Aplicarea regulii valorii inferioare ca regulă implicită poate fi restricționată, doar în cazul în care sunt îndeplinite condițiile Regulamentului privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor, iar aplicarea acesteia ar împiedica oferirea de capacitate fermă rezultată din procedurile de gestionare a congestiilor;

2) OST care deține controlul echipamentului de control al fluxului este OST concordant;

3) OST realizează procesul de concordanță în următoarele etape consecutive:

a) calcularea și transmiterea cantităților de gaze naturale prelucrate de către OST inițiator, în termen de 45 de minute de la începerea ciclului de nominalizare sau de renominalizare;

b) calcularea și transmiterea cantităților de gaze naturale confirmate de către OST concordant, în termen de 90 de minute de la începerea ciclului de nominalizare sau de renominalizare;

c) transmiterea cantităților de gaze naturale confirmate către utilizatorii de sistem și planificarea fluxului de gaze naturale prin punctul de interconectare de către OST adiacenți, în termen de 2 ore de la începutul ciclului de nominalizare sau de renominalizare.

Aceste etape succesive trebuie să se realizeze fără a aduce atingere duratei minime a întreruperilor, stabilite în comun de OST adiacenți, conform pct.76, subpunctul 4). Durata minimă implicită a întreruperii pentru o oră gazieră este de 45 de minute după inițierea ciclului de renominalizare pentru respectiva oră gazieră. În cazul în care 2 OST doresc să reducă durata întreruperilor, orice acord pe care OST îl încheie în acest sens face obiectul coordonării de către Agenție.

## Secțiunea 5

### Alocarea cantității de gaze naturale

**80.** Pentru alocarea cantităților de gaze naturale, OST adiacenți stabilesc norme care să asigure consecvența între cantitățile alocate la ambele părți ale punctului de interconectare.

**81.** Cu excepția cazului în care s-a convenit altfel în acordul de interconectare, OST trebuie să utilizeze un cont de echilibrare operațională. OST care deține controlul asupra echipamentului de măsurare recalculează în balanța contului de echilibrare operațională cantitățile validate și le comunică operatorului sau OST adiacenți.

**82.** În cazul în care se folosește un cont de echilibrare operațională:

1) diferența de direcționare se alocă unui cont de echilibrare operațională al OST adiacenți, iar alocările care trebuie realizate de fiecare OST adiacent, către utilizatorii săi de sistem, sunt egale cu cantitățile confirmate;

2) OST adiacenți mențin un sold al contului de echilibrare operațională care să fie cât mai apropiat de zero;

3) limitele contului de echilibrare operațională țin cont de caracteristicile specifice ale fiecărui punct de interconectare, rețelelor de transport interconectate, în special de:

a) caracteristicile fizice ale punctului de interconectare;

b) capacitatea de stocare în conductă a fiecărei rețele de transport al gazelor naturale;

c) capacitățile tehnice totale la punctul de interconectare;

d) dinamica fluxului de gaze naturale în rețelele de transport interconectate.

În cazul în care limitele definite ale contului de echilibrare operațională sunt atinse, OST adiacenți pot conveni să extindă aceste limite pentru a oferi utilizatorilor de sistem alocări care sunt egale cu cantitățile lor confirmate sau, altfel, pentru a aloca utilizatorilor de sistem în mod proporțional cantitățile de gaze naturale bazate pe cantitatea măsurată de gaze naturale.

**83.** OST adiacenți pot conveni să mențină sau să implementeze o altă regulă de alocare decât contul de echilibrare operațională, cu condiția ca această regulă să fie publicată și ca utilizatorii de

sistem să fie invitați să prezinte observații cu privire la regula de alocare propusă în termen de cel puțin 2 luni de la publicarea regulii de alocare.

## **Secțiunea 6**

### **Proceduri de comunicare în caz de situații excepționale**

**84.** OST adiacenți se asigură că sunt stabilite proceduri de comunicare, care permit o comunicare rapidă și simultană în cazul situațiilor excepționale. Comunicarea dintre OST implicați se realizează verbal în limba stabilită de operatorii de sistem, pentru informare, fiind urmată de o confirmare scrisă în format electronic.

**85.** OST afectat de o situație excepțională trebuie, ca o condiție minimă, să informeze utilizatorii de sistem cu privire la subpunctele 2) și 3) din prezentul punct, dacă există un impact potențial asupra cantităților lor confirmate, și operatorul sau OST adiacenți cu privire la subpunctele 1) și 3) în legătură cu apariția evenimentului excepțional, și, de asemenea, trebuie să furnizeze toate informațiile necesare cu privire la:

1) impactul posibil asupra cantităților și a calității gazelor naturale care pot fi transportate prin punctul de interconectare;

2) impactul posibil asupra cantităților confirmate pentru utilizatorii de sistem care sunt activi la punctul (punctele) de interconectare respective;

3) sfârșitul preconizat și cel real al situației excepționale.

## **Secțiunea 7**

### **Soluționarea litigiilor care decurg din acordurile de interconectare**

**86.** OST adiacenți depun toate eforturile pentru a soluționa pe cale amiabilă orice litigiu care decurge din sau în legătură cu acordul de interconectare și specifică în cadrul acestuia un mecanism de soluționare a litigiilor, care nu au putut fi soluționate pe cale amiabilă.

**87.** Mecanismul de soluționare a litigiilor precizează cel puțin:

1) legea aplicabilă; și

2) instanța competentă sau termenii și condițiile numirii experților fie în cadrul unui forum instituțional, fie pe bază ad-hoc, ceea ce poate include și arbitrajul.

## **Secțiunea 8**

### **Procedura de modificare a acordului de interconectare**

**88.** OST adiacenți instituie o procedură transparentă și detaliată de modificare a acordurilor de interconectare, care să înceapă printr-o notificare scrisă a unuia dintre OST.

**89.** Dacă OST adiacenți nu reușesc să ajungă la un acord în privința procedurii de modificare, ei pot utiliza mecanismele de soluționare a litigiilor, în conformitate cu pct.87.

## **CAPITOLUL III**

### **UNITĂȚI**

## **Secțiunea 1**

### **Setul comun de unități**

**90.** Fiecare OST trebuie să utilizeze setul comun de unități definit în prezenta Secțiune, pentru orice schimb de date și publicare de date în conformitate cu Legea nr.108/2016.

**91.** Pentru parametrii de presiune, temperatură, volum, putere calorifică superioară, energie și indicele Wobbe, OST utilizează:

1) presiune: bar

2) temperatură: °C (grad Celsius)

3) volum: m<sup>3</sup>

4) putere calorifică superioară: kWh/m<sup>3</sup>

5) energie (pe baza puteri calorifice superioare): kWh

6) indicele Wobbe (pe baza puteri calorifice superioare): kWh/m<sup>3</sup>

Pentru presiune, OST trebuie să indice dacă este vorba de presiunea absolută [bar a)] sau de presiunea relativă [bar g)].

Condițiile de referință pentru volum sunt 0 °C și 1,01325 bar. Pentru puterea calorifică superioară, energie și indicele Wobbe, temperatura de ardere de referință trebuie să fie  $\pm 25$  °C.

La comunicarea datelor privind volumul, puterea calorifică superioară, energia și indicele Wobbe, OST precizează în ce condiții de referință au fost calculate valorile respective.

Obligația de publicare a datelor prevăzute în pct.90-91 se aplică punctelor relevante definite la pct.4 din Regulamentul privind accesul la rețelele de transport a gazelor naturale și gestionarea congestiilor.

În cazurile în care o Parte contractantă este conectat o altă Parte contractantă sau stat membru, OST adiacenți și părțile cu care aceștia comunică pot conveni să utilizeze în continuare alte condiții de referință pentru schimbul de date în conformitate cu Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor în conformitate cu decizia Agenției.

**92.** OST și părțile cu care aceștia comunică în conformitate cu Legea nr.108/2016 pot decide de comun acord să folosească, pe lângă setul comun de unități, unități adiționale sau condiții de referință suplimentare pentru schimbul de date sau pentru publicarea de date. Într-o astfel de situație, conversia la condițiile de referință se face pe baza compoziției reale a gazelor naturale. Dacă datele relevante privind compoziția gazelor naturale nu sunt disponibile, factorii de conversie utilizați trebuie să fie în conformitate cu Factorii de conversie între condițiile de referință, pe baza SM EN ISO 13443 "Gaz natural. Condiții de referință standard", în versiunea aplicabilă în momentul respectiv.

#### Factori de conversie între condițiile de referință

Temperatura de referință în °C (combustie, volum)	de la 25/20 la 25/0	de la 25/20 la 15/15	de la 25/20 la 0/0	de la 25/0 la 15/15	de la 25/0 la 0/0	de la 15/15 la 0/0
Putere calorifică superioară reală pe baza volumului	1,0738	1,0185	1,0766	0,9486	1,0026	1,0570
Putere calorifică inferioară reală pe baza volumului	1,0738	1,0176	1,0741	0,9477	1,0003	1,0555
Indice Wobbe real	1,0736	1,0185	1,0764	0,9487	1,0026	1,0569

Sursa: SM EN ISO 13443 "Gaz natural. Condiții de referință standard"

## CAPITOLUL IV CALITATEA GAZELOR NATURALE ȘI ODORIZAREA

### Secțiunea 1

#### Gestionarea restricțiilor comerciale transfrontaliere cauzate de diferențele de calitate a gazelor naturale

**93.** OST cooperează pentru a evita restricțiile în calea comerțului transfrontalier din cauza diferențelor de calitate a gazelor naturale. Aceste acțiuni, inițiate și efectuate de OST în cadrul operațiunilor lor standard, pot include, printre altele, schimbarea și amestecarea.

**94.** În cazul în care o restricție în calea comerțului transfrontalier datorată diferențelor parametrilor de calitate a gazelor naturale nu poate fi evitată de către OST și este recunoscută de Agenție și autoritățile naționale de reglementare competente pentru OST adiacenți, aceste autorități pot cere OST să efectueze, în termen de 12 luni, acțiunile menționate la subpunctul 1)-5), în ordine:

1) să coopereze și să dezvolte opțiuni fezabile din punct de vedere tehnic, fără a modifica specificațiile privind calitatea gazelor naturale, printre care se pot număra angajamente privind fluxul și tratarea gazelor naturale, pentru a elimina restricția recunoscută;

2) să desfășoare în comun o analiză cost-beneficiu a opțiunilor fezabile din punct de vedere tehnic, pentru a defini soluții eficiente din punct de vedere economic care să specifice defalcarea costurilor și a beneficiilor pe categoriile de părți afectate;

- 3) să realizeze o estimare a duratei de implementare pentru fiecare opțiune potențială;
- 4) să efectueze o consultare publică cu privire la soluțiile fezabile identificate și să țină cont de rezultatele consultării;
- 5) să prezinte Agenției spre aprobare, și celorlalte autorități naționale competente a fiecărui stat Parte Contractantă implicată, spre informare, o propunere comună pentru eliminarea restricției recunoscute, inclusiv calendarul de implementare, pe baza analizei cost-beneficiu și a rezultatelor consultării publice respective.

În cazul în care OST nu ajung la un acord asupra unei soluții, fiecare OST informează imediat Agenția.

**95.** Înainte de adoptarea unei Hotărâri în conformitate cu pct.94, subpunctul 5), Agenția se consultă cu autoritățile naționale de reglementare din țările Părți Contractante a Comunității Energetice. La adoptarea Hotărârii sale, Agenția ia în considerare avizul Organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energiei din statele adiacente, cu scopul de a avea o decizie coordonată bazată pe un acord reciproc.

## Secțiunea 2

### Monitorizarea pe termen scurt a calității gazelor naturale și publicarea datelor

**96.** OST publică pe paginile lor electronice, pentru fiecare punct de interconectare și cu o frecvență de cel puțin o dată pe oră în decursul zilei gaziere, indicele Wobbe și puterea calorică superioară a gazelor naturale care intră în rețelele lor de transport al gazelor naturale la toate punctele fizice de interconectare.

**97.** Ca excepție, pentru punctele de interconectare care nu dispun de un echipament de măsurare adecvat în momentul adoptării prezentului Cod, frecvența de publicare a indicelui Wobbe și a puterii calorifice superioare este o dată pe zi gazieră. În astfel de cazuri, OST este obligat să depună fără întârziere la Agenție o cerere de derogare. Cererea de derogare trebuie să includă o propunere privind instalarea unui echipament adecvat de măsurare, cu termenul exact de punere în funcțiune a acestuia, care nu poate depăși 2 ani. Derogarea trebuie să fie confirmată de Agenție.

## Secțiunea 3

### Prezentarea informațiilor cu privire la variațiile de calitate a gazelor naturale pe termen scurt

**98.** Pe lângă punctele de interconectare, prezenta Secțiune se aplică și altor puncte ale rețelei de transport al gazelor naturale la care este măsurată calitatea gazelor naturale.

**99.** Un OST selectează una sau mai multe din următoarele părți cărora să le transmită informații privind variația calității gazelor naturale:

1) consumatorii finali instalațiile de utilizare ale cărora sunt racordate la rețeaua de transport al gazelor naturale a OST, procesele operaționale ale cărora sunt afectate în mod negativ de variațiile de calitate a gazelor naturale sau utilizatorul de sistem care acționează în numele unui consumator final ale cărui procese operaționale sunt afectate în mod negativ de variațiile de calitate a gazelor naturale, atunci când nu este încheiat un contract direct între OST și consumatorii finali respectivi;

2) OSD racordați direct la rețeaua de transport al gazelor naturale a OST, având consumatori finali racordați ale căror procese operaționale sunt afectate în mod negativ de variațiile de calitate a gazelor naturale;

3) operatorii depozitelor de stocare racordate direct la rețeaua de gaze naturale a OST, ale căror procese operaționale sunt afectate în mod negativ de variațiile de calitate a gazelor naturale.

**100.** Fiecare OST are obligația:

1) să definească și să mențină o listă a părților îndreptățite să primească informații privind calitatea gazelor naturale;

2) să coopereze cu părțile menționate în lista de mai sus, pentru a evalua:

a) informațiile cu privire la parametrii de calitate a gazelor naturale care trebuie prezentate;

b) frecvența cu care trebuie prezentate informațiile;

c) marja de timp;

d) metoda de comunicare.

**101.** Pct.100 nu impune OST obligația de a instala echipamente de măsurare sau de previzionare suplimentare, cu excepția cazului în care Agenția stabilește altfel. Informațiile menționate la pct.100, subpunctul 2), lit.a) sunt prezentate ca fiind cea mai bună estimare a OST la un moment dat și sunt pentru uzul intern al destinatarului informațiilor.

#### **Secțiunea 4** **Gestionarea restricțiilor comerciale transfrontaliere datorate diferențelor în privința practicilor de odorizare**

**102.** În cazul în care o restricție în calea comerțului transfrontalier datorată diferențelor în privința practicilor de odorizare nu poate fi evitată de către OST și este recunoscută de organul abilitat în domeniul securității industriale, acesta poate cere OST să ajungă, în termen de *6 luni*, la un acord care poate include angajamente privind fluxul și schimbările, pentru a soluționa orice restricție recunoscută. OST prezintă acordul respectiv la Agenție, spre aprobare.

**103.** În cazul în care nu se poate ajunge la un acord între OST după perioada de 6 luni sau în cazul în care Agenția convine cu autoritățile naționale de reglementare competente ale OST adiacenți, că acordul propus de OST adiacent nu este suficient pentru a înlătura restricția, OST, în colaborare cu Agenția și autoritățile naționale de reglementare competente ale OST adiacenți, în următoarele 12 luni, definesc un plan detaliat care să stabilească cea mai rentabilă metodă de a elimina o restricție recunoscută la punctul de interconectare transfrontalier respectiv.

**104.** În scopul îndeplinirii obligațiilor care le revin în temeiul pct.102, OST trebuie să realizeze următoarele acțiuni, în consecutivitate:

- 1) să elaboreze opțiuni pentru înlăturarea restricției, prin identificarea și evaluarea:
  - a) unei treceri la un flux fizic transfrontalier de gaze naturale neodorizat;
  - b) fluxului fizic potențial de gaze naturale odorizat în rețeaua de transport neodorizată sau într-o parte a acesteia și în sistemele interconectate din aval;
  - c) unui nivel acceptabil de agent odorizant pentru fluxul fizic transfrontalier de gaze naturale;
- 2) să desfășoare în comun o analiză cost-beneficiu a opțiunilor fezabile din punct de vedere tehnic, pentru a defini soluții eficiente din punct de vedere economic. Această analiză trebuie:
  - a) să țină cont de nivelul de siguranță;
  - b) să includă informații cu privire la volumele de gaze naturale planificate să fie transportate și la detaliile privind costurile investițiilor necesare în infrastructură;
  - c) să specifice defalcarea costurilor și a beneficiilor pe categoriile de părți afectate;
- 3) să realizeze o estimare a duratei de implementare pentru fiecare opțiune potențială;
- 4) să efectueze o consultare publică și să țină cont de rezultatele acestei consultări;
- 5) să prezinte spre aprobare autorităților naționale competente soluțiile fezabile, inclusiv mecanismele de recuperare a costurilor și calendarul de implementare.

După ce este aprobată de Agenție și autoritățile naționale de reglementare competente pentru OST adiacenți, soluția respectivă este implementată în conformitate cu calendarul prevăzut la subpunctul 5).

**105.** Dacă Agenția și autoritățile naționale de reglementare competente ale OST adiacenți nu aprobă nicio soluție prezentată în temeiul pct.104 subpunct 5) în termen de 6 luni de la prezentarea soluției sau dacă OST nu reușesc să propună o soluție în termenul de 12 luni prevăzut la pct.103, se implementează o trecere la fluxul fizic transfrontalier de gaze naturale neodorizat, conform unui calendar aprobat de autoritățile naționale de reglementare competente, dar care nu depășește 4 ani. După o trecere completă, din punct de vedere tehnic, la gazele naturale neodorizate, OST acceptă niveluri tehnice inevitabile de reducere succesivă a cantităților reziduale de agenți odorizanți în fluxurile transfrontaliere de gaze naturale.

## **CAPITOLUL V** **SCHIMBUL DE DATE**

### **Secțiunea 1** **Soluții comune pentru schimbul de date**

**106.** În sensul prezentului Cod, contrapărți sunt considerați utilizatorii de sistem care sunt activi la:

- 1) punctele de interconectare; sau
- 2) atât punctele de interconectare, cât și punctele virtuale.

**107.** Cerințele privind schimbul de date prevăzute în Regulamentul privind accesul la rețelele de transport și gestionarea congestiilor și în prezentul Cod între OST și de la OST către contrapărțile lor sunt îndeplinite prin soluțiile comune pentru schimbul de date stabilite la pct.108-109.

**108.** În funcție de cerințele privind schimbul de date prevăzute la pct.107, se pot implementa și utiliza unul sau mai multe dintre următoarele tipuri de schimb de date:

- 1) schimb de date bazat pe documente: datele sunt plasate într-un fișier, schimbul făcându-se automat între sistemele IT respective;
- 2) schimb de date integrat: datele sunt schimbate între 2 aplicații, direct în cadrul sistemelor IT respective;
- 3) schimb de date interactiv: datele sunt schimbate în mod interactiv printr-o aplicație online, prin intermediul unui browser.

**109.** Soluțiile comune pentru schimbul de date includ protocolul, formatul datelor și rețeaua. Pentru fiecare dintre tipurile de schimburi de date enumerate la pct.108 se utilizează următoarele soluții comune pentru schimbul de date:

- 1) pentru schimbul de date bazat pe documente:
    - a) protocolul: AS4;
    - b) formatul datelor: Edig@s-XML sau un format echivalent al datelor care să asigure un grad de interoperabilitate identic publicat de ENTSO-G.
  - 2) pentru schimbul de date integrat:
    - a) protocolul: HTTP/S-SOAP;
    - b) formatul datelor: Edig@s-XML sau un format echivalent al datelor care să asigure un grad de interoperabilitate identic publicat de ENTSO-G.
  - 3) pentru schimbul de date interactiv, protocolul este HTTP/S.
- Pentru toate tipurile de schimburi de date prevăzute la subpunctele 1)-3), rețeaua este internetul.

## Secțiunea 2

### Disponibilitatea și securitatea sistemului de schimb de date

**110.** Fiecare OST și fiecare contraparte este responsabilă de asigurarea măsurilor de securitate adecvate. În special, aceștia:

- 1) asigură securitatea lanțului de comunicare pentru a oferi comunicații securizate și fiabile, inclusiv protecția confidențialității prin criptare, integritatea și autenticitatea prin semnătura expeditorului și acceptarea printr-o confirmare semnată;
- 2) implementează măsuri de securitate adecvate pentru a preveni accesul neautorizat la infrastructura lor IT;
- 3) notifică fără întârziere celorlalte părți cu care comunică orice acces neautorizat, care are sau ar fi putut avea loc în propriul sistem.

**111.** Fiecare OST este responsabil pentru asigurarea disponibilității propriului sistem și:

- 1) ia măsuri adecvate pentru a împiedica ca un singur punct defectat să provoace indisponibilitatea sistemului de schimb de date, inclusiv până la conexiunea de rețea cu furnizorii de servicii de internet;
- 2) obține servicii și asistență adecvată de la furnizorul de servicii de internet;
- 3) menține perioadele de indisponibilitate, ca urmare a întreținerii IT planificate, la un nivel minim și își informează în timp util contrapărțile, înainte de indisponibilitatea planificată.

## Secțiunea 3

### Implementarea soluțiilor comune pentru schimbul de date

**112.** În funcție de cerințele privind schimbul de date prevăzute la pct.107, OST pun la dispoziție și utilizează soluțiile comune pentru schimbul de date definite la pct.108-109.

**113.** În cazul în care, la data intrării în vigoare a prezentului Cod sunt deja instituite soluții pentru schimbul de date între un OST și contrapărți și dacă soluțiile existente pentru schimbul de date sunt



compatibile cu pct.110-111 și cu cerințele privind schimbul de date prevăzute la pct.106, soluțiile existente pentru schimbul de date se pot aplica în continuare, după consultarea utilizatorilor de sistem și după aprobarea de către Agenție.

## TITLUL IV MECANISMELE DE ALOCARE A CAPACITĂȚII ÎN REȚELELE DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE

### CAPITOLUL I DISPOZIȚII GENERALE

#### Secțiunea 1

**114.** Prezentul Titlu stabilește mecanisme de alocare a capacității în rețelele de transport al gazelor naturale pentru capacitatea existentă și incrementală, precum și modalitatea de cooperare a OST adiacenți pentru a facilita vânzările de capacitate, ținând cont de normele comerciale și tehnice generale privind mecanismele de alocare a capacității.

**115.** Titlul IV se aplică punctelor de interconectare între Părțile Contractante. Prezentul Titlu nu se aplică la punctele de ieșire spre consumatorii finali și la punctele de ieșire spre rețelele de distribuție, la punctele de intrare spre instalațiile de producere a gazelor lichefiate (GNL), terminale și la punctele de intrare spre sau de ieșire din depozitele de stocare.

**116.** Mecanismele standardizate de alocare a capacității instituite în conformitate cu prezentul Cod trebuie să includă o procedură de licitație pentru PCS, care urmează să fie oferite și alocate la punctele de interconectare dintre țările Părți Contractante. În cazul în care se oferă capacitate incrementală, pot fi utilizate, de asemenea, mecanisme alternative de alocare, sub rezerva condițiilor prevăzute la pct.292.

**117.** Prezentul Titlu se aplică întregii capacități tehnice și întreruptibile în punctele de interconectare, precum și capacității suplimentare în sensul Regulamentului privind accesul la rețelele de transport a gazelor naturale și gestionarea congestiilor.

**118.** În cazul în care se aplică un mecanism alternativ de alocare a capacității în conformitate cu pct.291-296, se aplică pct.136-142, pct.153-241, pct.242, subpunctul 2) și pct.312-317 nu se aplică nivelurilor de ofertă, dacă nu se decide altfel de către autoritățile naționale de reglementare.

**119.** În cazul în care se aplică metode implicite de alocare a capacității, autoritățile naționale de reglementare pot decide să nu aplice pct.136-317.

**120.** Pentru a preveni închiderea/blocarea piețelor de aprovizionare din aval, autoritățile naționale de reglementare pot decide, după consultarea utilizatorilor de sistem, să ia măsuri proporționale pentru a limita posibilitatea ca un utilizator de sistem individual să depună în avans o ofertă pentru capacitate în punctele de interconectare dintr-o Parte Contractantă.

### CAPITOLUL II PRINCIPII DE COOPERARE

#### Secțiunea 1 Standardizarea comunicării

**121.** În cazul în care întreținerea unei rețele sau a părți a unei rețele de transport are impact asupra capacității rețelei de transport care poate fi oferită în punctele de interconectare, OST cooperează cu OST adiacenți referitor la planurile lor de întreținere, cu scopul de a reduce la minimum impactul asupra eventualelor fluxuri de gaze naturale și asupra capacității într-un punct de interconectare.

**122.** OST coordonează punerea în aplicare a procedurilor de comunicare standard, a sistemelor coordonate de informații și a comunicațiilor electronice online compatibile, cum ar fi formatele și protocoalele de schimb de date partajate, și stabilesc de comun acord, principii cu privire la modul de prelucrare a acestor date.

**123.** Procedurile de comunicare standard includ, în special, procedurile referitoare la accesul utilizatorilor de sistem la sistemul de licitație al OST sau la o platformă de rezervare relevantă, precum

și revizuirea informațiilor prezentate privind licitația. Eșalonarea și conținutul datelor care urmează să facă obiectul schimbului trebuie să fie conforme cu dispozițiile stabilite în Capitolul III din prezentul Titlu.

**124.** Procedurile de comunicare standard adoptate de OST includ un Plan de acțiuni și termenul depunere în aplicare, care trebuie să fie în conformitate cu dezvoltarea platformei (platformelor) de rezervare a capacității, în conformitate cu pct.313-317. OST asigură confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.

## Secțiunea 2

### Calcularea și optimizarea capacității

**125.** Capacitatea tehnică maximă a rețelei de transport a gazelor naturale este pusă la dispoziția utilizatorilor de sistem, ținând cont de integritatea sistemului, de siguranță și de exploatarea eficientă a rețelei.

**126.** Pentru a maximiza oferta de capacitate agregată prin optimizarea capacității tehnice, OST iau următoarele măsuri în punctele de interconectare, acordând prioritate punctelor de interconectare unde există o congestie contractuală în conformitate cu Regulamentul privind accesul la rețelele de transport a gazelor naturale și gestionarea congestiilor. OST elaborează și aplică o metodă comună, stabilind măsurile specifice care trebuie adoptate de OST pentru a realiza optimizarea necesară:

1) metoda comună trebuie să includă o analiză aprofundată a capacităților tehnice, inclusiv a oricăror diferențe existente de ambele părți ale unui punct de interconectare, precum și acțiunile specifice și calendarul detaliat – incluzând posibilele implicații și aprobările regulatorii necesare pentru recuperarea costurilor și ajustarea regimului de reglementare pentru a maximiza oferta de capacitate agregată. Aceste acțiuni specifice nu trebuie să afecteze în mod negativ oferta de capacitate în alte puncte ale rețelelor și nici în punctele către rețelele de distribuție relevante pentru securitatea aprovizionării consumatorilor finali, cum ar fi cele care deservește instalațiile depozitelor de stocare, terminalele GNL și consumatorii protejați;

2) metodologia de calcul și normele de punere la dispoziție a capacității, adoptate de OST, răspund unor situații specifice în care capacitățile concurente între sisteme implică puncte de interconectare și puncte de intrare/ieșire către depozitele de stocare;

3) această analiză aprofundată trebuie să ia în considerare ipotezele formulate în Planul de dezvoltare a rețelelor de transport al gazelor naturale pentru 10 ani, după caz, planurile naționale de investiții, obligațiile relevante care derivă din legislația națională aplicabilă și orice alte obligații contractuale;

4) OST aplică o abordare dinamică privind recalcularea capacității tehnice, după caz, concomitent cu calcularea dinamică aplicată capacității suplimentare în conformitate cu pct.72-73 din Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019 din 22 noiembrie 2019, identificând frecvența adecvată pentru recalcularea capacității pentru fiecare punct de interconectare, ținând cont de specificul acestora;

5) în cadrul metodei comune, OST adiacenți consultă alți OST, care sunt afectați în mod specific de punctul de interconectare;

6) OST iau în considerare informațiile pe care utilizatorii de sistem le-ar putea oferi cu privire la fluxurile viitoare prognozate atunci când recalculează capacitatea tehnică.

**127.** OST evaluează în comun cel puțin următorii parametri și, dacă este cazul, îi ajustează:

1) angajamentele privind presiunea;

2) toate scenariile relevante privind cererea și oferta, inclusiv detaliile privind condițiile climatice de referință și configurația rețelei asociate unor scenarii extreme;

3) puterea calorifică.

**128.** În cazul în care optimizarea capacității tehnice generează costuri pentru OST, în special costuri care îi afectează în mod neuniform pe OST aflați de o parte și de alta a unui punct de interconectare, OST li se permite să recupereze astfel de costuri suportate în mod eficient, prin intermediul actelor normative aprobate de Agenție în conformitate cu art.7, alin.(2) lit.a), art.98 și 99 al Legii nr.108/2016, și, respectiv, de către autoritatea națională de reglementare competentă pentru OST adiacent.

**129.** În cazul în care autoritățile naționale de reglementare competente pentru OST adiacenți nu au reușit să ajungă la un acord în termen de *6 luni* de la data la care a fost sesizate sau la cererea comună a autorităților naționale de reglementare pentru OST adiacenți, Comitetul de reglementare al Comunității Energetice (în continuare – Comitetul de reglementare al CE) decide după caz, cu privire la acele aspecte de reglementare privind infrastructura transfrontalieră, care intră în competența autorităților naționale de reglementare.

**130.** Autoritățile naționale de reglementare competente pot solicita în comun ca perioada menționată la pct.129 să fie prelungită cu până la 6 luni.

**131.** Autoritățile naționale de reglementare relevante și OST transmit Comitetului de reglementare al CE propunerile și observațiile necesare în vederea pregătirii unei decizii în conformitate cu pct.129.

**132.** Dacă un caz a fost înaintat spre examinare Comitetului de reglementare al CE în conformitate cu pct.129, acesta își adoptă decizia în termen de *6 luni* de la data sesizării și, după caz, adoptă o decizie provizorie pentru a se asigura că securitatea aprovizionării sau securitatea operațională a infrastructurii este protejată.

**133.** Dacă este cazul, autoritățile naționale de reglementare consultă utilizatorii de sistem privind metoda de calcul aplicată și abordarea comună.

### **Secțiunea 3**

#### **Schimbul de informații între OST adiacenți**

**134.** OST adiacenți fac schimb de informații privind nominalizarea, renominalizarea, corelarea și confirmarea în punctele de interconectare relevante la intervale regulate.

**135.** OST adiacenți fac schimb de informații privind întreținerea propriilor rețele de transport al gazelor naturale, pentru a contribui la procesul de luare a deciziilor cu privire la utilizarea tehnică a punctelor de interconectare. Procedurile privind schimbul de date între OST adiacenți sunt incluse în acordul de interconectare încheiat între aceștia.

## **CAPITOLUL III**

### **ALOCAREA PRODUSELOR DE CAPACITATE FERMĂ**

#### **Secțiunea 1**

##### **Metodologia de alocare**

**136.** Alocarea capacității la punctele de interconectare are loc prin intermediul licitațiilor, cu excepția cazului în care se aplică metodologia alternativă de alocare în conformitate cu pct.291-296.

**137.** În toate punctele de interconectare se aplică același model de licitație. Procesele de licitație încep simultan pentru toate punctele de interconectare. Fiecare proces de licitație, vizând un singur PCS, alocă capacitate independent de orice alt proces de licitație, cu excepția cazului în care se oferă capacitate incrementală sau în cazul în care, sub rezerva acordului OST direct implicați și a aprobării de către Agenție se alocă capacitatea concurentă. Autoritatea națională de reglementare a oricărui stat membru UE sau Parte Contractantă învecinată afectați comunică poziția, care trebuie luată în considerare de autoritatea națională de reglementare relevantă. În cazul în care se oferă capacitate incrementală, alocarea independentă nu se aplică proceselor de licitație simultane pentru nivelurile de ofertă respective, deoarece acestea sunt interdependente, putându-se alocă doar un singur nivel de ofertă.

**138.** PCS trebuie să respecte o ordine logică conform căreia se oferă mai întâi produsele care acoperă capacitatea anuală, urmate de produsul cu durata imediat inferioară pentru utilizare în aceeași perioadă. Calendarul licitațiilor prevăzute pct.153-205 trebuie să fie în conformitate cu acest principiu.

**139.** Normele privind PCS prevăzute la pct.146-152 și licitațiile stabilite la pct.153-205 se aplică în cazul capacității agregate și al capacității neagregate într-un punct de interconectare.

**140.** Pentru o licitație dată, disponibilitatea PCS este comunicată conform pct.153-205 și conform calendarului licitației.

**141.** În fiecare punct de interconectare se rezervă și se oferă cel puțin 20% din capacitatea tehnică existentă în conformitate cu pct.142. În cazul în care capacitatea disponibilă este mai mică

decât proporția de capacitate tehnică care urmează să fie rezervată, se rezervă întreaga capacitate disponibilă. Această capacitate este oferită în conformitate cu pct.142, subpunctul 2), în timp ce capacitatea rezervată rămasă este oferită în conformitate cu pct.142, subpunctul 1).

**142.** Orice capacitate rezervată în conformitate cu pct.141 este oferită sub rezerva respectării următoarelor condiții:

1) cel puțin 10% din capacitatea tehnică existentă în fiecare punct de interconectare este oferită nu mai devreme de licitația anuală a capacității anuale prevăzute la pct.153-164, desfășurate în conformitate cu calendarul licitațiilor în cursul celui de al 5-lea an gazier care precede începutul anului gazier relevant; și

2) suplimentar cel puțin 10% din capacitatea tehnică existentă în fiecare punct de interconectare este oferită nu mai devreme de licitația anuală a capacității trimestriale prevăzute la pct.153-164 și desfășurate în conformitate cu calendarul licitației în cursul anului gazier, care precede începutul anului gazier relevant.

**143.** În cazul capacității incrementale, cel puțin 10% din capacitatea tehnică incrementală în punctul de interconectare este rezervat și oferită nu mai devreme de licitația anuală a capacității trimestriale prevăzute la pct.165-173 și desfășurate în conformitate cu calendarul de licitație în cursul anului gazier, care precede începutul anului gazier relevant.

**144.** Proporția exactă a capacității care urmează să fie rezervată în conformitate cu pct.125-132 și pct.136-145 face obiectul unei consultări între părțile interesate, al unei alinieri între OST și al aprobării de către autoritățile naționale de reglementare în fiecare punct de interconectare. Autoritățile naționale de reglementare iau în considerare în special posibilitatea de a rezerva părții mai importante ale capacității cu o durată mai scurtă, pentru a evita închiderea piețelor de aprovizionare din aval.

**145.** Capacitatea creată prin intermediul unor proceduri care nu se bazează pe piață și pentru care decizia finală privind investițiile a fost luată fără angajamente anterioare din partea utilizatorilor de sistem este oferită și alocată ca PCS disponibilă, astfel cum prevede prezentul Titlu.

## Secțiunea 2

### Produsele de capacitate standard

**146.** OST oferă PCS anuală, trimestrială, lunară, zilnică și intra-zilnică.

**147.** PCS anuală reprezintă capacitatea care poate fi solicitată de un utilizator de sistem pentru toate zilele gaziere dintr-un anumit an gazier (începând cu 1 octombrie).

**148.** PCS trimestrială reprezintă capacitatea care poate fi solicitată, de un utilizator de sistem pentru toate zilele gaziere dintr-un anumit trimestru (începând cu 1 octombrie, 1 ianuarie, 1 aprilie sau, respectiv, 1 iulie).

**149.** PCS lunară reprezintă capacitatea care poate fi solicitată, de un utilizator de sistem pentru toate zilele gaziere dintr-o anumită lună calendaristică (începând cu prima zi a fiecărei luni).

**150.** PCS zilnică reprezintă capacitatea care poate fi solicitată, de un utilizator de sistem pentru o singură zi gazieră.

**151.** PCS intra-zilnică reprezintă capacitatea care poate fi solicitată, de un utilizator de sistem începând cu ora de începere în cursul unei anumite zile gaziere până la sfârșitul aceleiași zile gaziere.

**152.** Capacitatea oferită se exprimă în unități de energie pe unitate de timp. Se utilizează următoarele unități: kWh/h sau kWh/zi. În cazul în care se utilizează kWh/zi, se presupune că există un flux constant de gaze naturale de-a lungul zilei gaziere.

## Secțiunea 3

### Licitațiile anuale ale capacității anuale

**153.** Licitațiile anuale ale capacității anuale au loc o dată pe an.

**154.** Capacitatea pentru fiecare PCS anuală este licitată prin intermediul unei licitații a capacității anuale folosind un algoritm de licitație cu preț crescător, în conformitate cu pct.209-230.

**155.** Procesul de licitație oferă capacitate cel puțin pentru următorii 5 ani gazieri și pentru o perioadă care nu depășește următorii 15 ani gazieri pentru capacitatea existentă. Atunci când se oferă capacitate incrementală, ofertele pot fi oferite în cadrul licitațiilor de capacitate pentru o perioadă de maximum 15 ani de la începerea utilizării operaționale.

**156.** În următorul an gazier din momentul intrării în vigoare a prezentului Cod, licitațiile capacității anuale încep în prima zi de luni a lunii iulie a fiecărui an, cu excepția cazului în care se specifică altfel în calendarul licitației.

**157.** În cursul licitației pentru capacitatea anuală, utilizatorii de sistem pot participa la una sau mai multe licitații concomitente în legătură cu fiecare punct de interconectare, pentru a solicita PCS.

**158.** Capacitatea care urmează să fie oferită în cadrul licitației capacităților anuale este egală cu:

$$A - B - C + D + E - F$$

Unde:

**A** – capacitatea tehnică a OST pentru fiecare dintre PCS;

**B** – pentru licitațiile care oferă capacitate anuală pentru următorii 5 ani, este capacitatea tehnică (A) rezervată în conformitate cu pct.142, iar pentru licitațiile capacității anuale pentru perioada ce depășește primii 5 ani, este capacitatea tehnică (A) rezervată în conformitate cu pct.142;

**C** – capacitatea tehnică vândută anterior, ajustată ținând cont de capacitatea care este oferită din nou în conformitate cu procedurile aplicabile la gestionarea congestiilor;

**D** – capacitatea suplimentară pentru anul în cauză, dacă este cazul.

**E** – capacitatea incrementală pentru anul în cauză, inclusă în nivelul respectiv al ofertei, dacă este cazul;

**F** – capacitatea incrementală (E), dacă este cazul, rezervată în conformitate cu pct.143 și pct.144.

**159.** Capacitatea care urmează să fie oferită poate fi agregată sau neagregată, în conformitate cu pct.242. Această dispoziție se aplică, de asemenea, tuturor celorlalte licitații prevăzute la pct.165-205.

**160.** Cu cel puțin o lună înainte de începerea licitației, OST trebuie să informeze utilizatorii de sistem cu privire la capacitatea fermă care urmează a fi oferită pentru fiecare an în cadrul viitoarei licitații a capacității anuale.

**161.** Rundele de licitație pentru fiecare licitație au loc între orele 8.00 și 17.00 UTC (ora de iarnă) sau între orele 7.00 și 16.00 UTC (ora de vară), în toate zilele gaziere relevante. Rundele de licitație sunt deschise și închise în fiecare zi gazieră, în conformitate cu pct.210.

**162.** Rezultatele alocațiilor, obținute în urma licitației, sunt puse simultan la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali care participă la licitația respectivă, cât mai curând posibil și nu mai târziu de următoarea zi lucrătoare după închiderea rundei de licitație.

**163.** În cazul capacității incrementale, angajamentele obligatorii ale utilizatorilor de sistem pentru contractarea capacității, inclusiv îndeplinirea sau nu a condițiilor pentru o nouă licitație în conformitate cu pct.289, sunt puse la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali care participă la licitația respectivă, în mod simultan și nu mai târziu de următoarea zi lucrătoare după închiderea rundei de licitație. Rezultatele testelor economice sunt puse la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali care participă la licitația respectivă, în mod simultan și nu mai târziu de 2 zile lucrătoare după închiderea rundei de licitație.

**164.** Informațiile agregate privind rezultatele licitației sunt publicate și puse la dispoziția participanților pieței de gaze naturale.

## Secțiunea 4

### Licitațiile anuale ale capacității trimestriale

**165.** În fiecare an gazier au loc 4 licitații anuale ale capacității trimestriale.

**166.** Capacitatea pentru fiecare PCS trimestrială este licitată prin intermediul licitațiilor anuale ale capacității trimestriale, folosind un algoritm de licitație cu preț crescător, în conformitate cu pct.209-230.

**167.** Capacitatea pentru trimestrele următorului an gazier este licitată prin intermediul unor licitații concomitente pentru fiecare trimestru și în legătură cu fiecare punct de interconectare, după cum urmează:

1) pentru trimestrul I (octombrie-decembrie) până în trimestrul IV (iulie-septembrie), în cadrul primei licitații anuale a capacității trimestriale;

2) pentru trimestrul II (ianuarie-martie) până în trimestrul IV (iulie-septembrie), în cadrul celei de a 2-a licitații anuale a capacității trimestriale;

3) pentru trimestrul III (aprilie-iunie) până în trimestrul IV (iulie-septembrie), în cadrul celei de a 3-a licitații anuale a capacității trimestriale;

4) pentru trimestrul IV (iulie-septembrie), în cadrul celei de a 4-a licitații anuale a capacității trimestriale.

Pentru fiecare licitație anuală a capacității trimestriale, utilizatorii de sistem pot participa la toate licitațiile concomitente.

**168.** În fiecare an gazier, licitațiile anuale ale capacității trimestriale încep în zilele următoare, cu excepția cazului în care se specifică altfel în calendarul licitației:

1) I – a licitație anuală a capacității trimestriale începe în prima zi de luni, a lunii august;

2) II – a licitație anuală a capacității trimestriale începe în prima zi de luni, a lunii noiembrie;

3) III – a licitație anuală a capacității trimestriale începe în prima zi de luni, a lunii februarie;

4) IV – a licitație anuală a capacității trimestriale începe în prima zi de luni, a lunii mai.

**169.** Capacitatea care urmează să fie oferită în cadrul licitațiilor anuale ale capacității trimestriale este egală cu:

### A – C + D

unde:

**A** – capacitatea tehnică a OST pentru fiecare dintre PCS;

**C** – capacitatea tehnică vândută anterior, ajustată ținând cont de capacitatea care este oferită din nou în conformitate cu procedurile aplicabile de gestionare a congestiilor;

**D** – capacitatea suplimentară pentru trimestrul în cauză, după caz.

**170.** Cu 2 săptămâni înainte de începerea licitațiilor, OST informează utilizatorii de sistem cu privire la capacitatea care urmează să fie oferită pentru fiecare trimestru în cadrul următoarei licitații a capacității trimestriale.

**171.** Rundele de licitație pentru fiecare licitație au loc între orele 8.00 și 17.00 UTC (ora de iarnă) sau între orele 7.00 și 16.00 UTC (ora de vară), în toate zilele gaziere relevante. Rundele de licitație sunt deschise și închise în fiecare zi gazieră, în conformitate cu pct.210.

**172.** Rezultatele privind alocațiile, obținute în urma licitației, sunt puse simultan la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali care participă la licitația respectivă, cât mai curând posibil și nu mai târziu de următoarea zi lucrătoare după închiderea runde de licitație.

**173.** Informațiile agregate privind rezultatele licitației sunt publicate și puse la dispoziția pieței.

## Secțiunea 5

### Licitații periodice ale capacității lunare

**174.** Licitația periodică a capacității lunare are loc o dată pe lună.

**175.** Capacitatea pentru fiecare PCS lunară este licitată prin intermediul licitației periodice a capacității lunare folosind un algoritm de licitație cu preț crescător, în conformitate cu pct.209-230. În fiecare lună, se licitează PCS lunară pentru luna calendaristică următoare.

**176.** În cadrul licitației periodice a capacității lunare, utilizatorii de sistem pot solicita un PCS lunară.

**177.** Licitațiile periodice ale capacității lunare încep în a 3-a zi de luni a fiecărei luni pentru următorul PCS lunară, cu excepția cazului în care se specifică altfel în calendarul licitației.

**178.** Capacitatea oferită în cadrul licitației periodice a capacității lunare trebuie să fie egală, în fiecare lună, cu:

### A – C + D

unde:

**A** – capacitatea tehnică a OST pentru fiecare dintre PCS;

**C** – capacitatea tehnică vândută anterior, ajustată ținând cont de capacitatea care este oferită din nou în conformitate cu procedurile aplicabile de gestionare a congestiilor;

**D** – capacitatea suplimentară pentru luna respectivă, după caz.

**179.** Cu o săptămână înainte de începerea licitației, OST trebuie să informeze utilizatorii de sistem cu privire la capacitatea care urmează să fie oferită în cadrul următoarei licitații periodice a capacității lunare.

**180.** Rundele de licitație au loc între orele 8.00 și 17.00 UTC (ora de iarnă) sau între orele 7.00 și 16.00 UTC (ora de vară), în toate zilele gazieră relevante. Rundele de licitație sunt deschise și închise în fiecare zi gazieră, astfel cum se prevede la pct.210.

**181.** Rezultatele privind alocațiile obținute în urma licitației, sunt puse simultan la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali care participă la licitația respectivă, cât mai curând posibil și nu mai târziu de următoarea zi lucrătoare după închiderea runde de licitație.

**182.** Informațiile agregate privind rezultatele licitației sunt publicate și puse la dispoziția pieței.

## **Secțiunea 6**

### **Licitații periodice ale capacității pentru ziua următoare**

**183.** Licitația periodică a capacității pentru ziua următoare are loc o dată pe zi.

**184.** În fiecare zi, un PCS pentru următoarea zi gazieră se licitează prin intermediul licitației periodice a capacității pentru ziua următoare.

**185.** Capacitatea pentru fiecare PCS zilnică se licitează prin intermediul licitației periodice a capacității pentru ziua următoare folosind un algoritm de licitație cu preț uniform, în conformitate cu pct.231-241. În fiecare zi, se licitează PCS zilnică pentru următoarea zi gazieră.

**186.** În cadrul licitației periodice a capacității pentru ziua următoare, utilizatorii de sistem au dreptul să solicite capacitate pentru un singur PCS zilnică.

**187.** Runda de licitație se deschide în fiecare zi la ora 15.30 UTC (ora de iarnă) sau la ora 14.30 UTC (ora de vară).

**188.** O ofertă de capacitate pentru un PCS zilnică în cadrul unei licitații periodice pentru ziua următoare se desfășoară după cum urmează: prezentarea, retragerea sau modificarea ofertei are loc între orele 15:30 și 16:00 UTC (ora de iarnă) sau între orele 14:30 și 15:00 UTC (ora de vară).

**189.** Capacitatea care urmează să fie oferită în cadrul licitației periodice a capacității pentru ziua următoare este egală, în fiecare zi, cu:

### **A – C + D**

unde:

**A** – capacitatea tehnică a OST pentru fiecare dintre PCS;

**C** – capacitatea tehnică vândută anterior, ajustată ținând cont de capacitatea care este oferită din nou, în conformitate cu procedurile aplicabile de gestionare a congestiilor;

**D** – capacitatea suplimentară pentru ziua respectivă, dacă este cazul.

**190.** La momentul deschiderii runde de licitație, OST informează utilizatorii de sistem cu privire la capacitatea care urmează să fie oferită în cadrul următoarei licitații periodice a capacității pentru ziua următoare.

**191.** Rezultatele privind alocațiile obținute în urma licitației sunt puse simultan la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali care participă la licitația respectivă, cel târziu la 30 de minute după închiderea runde de licitație.

**192.** Informațiile agregate privind rezultatele licitației sunt publicate și puse la dispoziția participanților pieței.

## **Secțiunea 7**

### **Licitațiile capacității intra-zilnice**

**193.** Cu condiția să existe capacitate disponibilă, se organizează o licitație a capacității intra-zilnice în fiecare oră în cursul unei zile gazieră, folosind un algoritm de licitație cu preț uniform, în conformitate cu pct.231-241.

**194.** Prima rundă de licitație se deschide exact la ora imediat următoare publicării rezultatelor ultimei licitații pentru ziua următoare (inclusiv pentru capacitatea întreruptibilă, dacă este oferită), în conformitate cu pct.183-192. Prima rundă de licitație se închide la ora 1.30 UTC (ora de iarnă) sau la ora 0.30 UTC (ora de vară), înainte de ziua gazieră. Alocarea ofertelor câștigătoare intră în vigoare începând cu ora 5.00 UTC (ora de iarnă) sau cu ora 4.00 UTC (ora de vară), în ziua gazieră relevantă.

**195.** Ultima rundă de licitație se încheie la ora 0.30 UTC (ora de iarnă) sau la ora 23.30 UTC (ora de vară), în ziua gazieră relevantă.

**196.** Utilizatorii de sistem au dreptul să depună, să retragă sau să modifice ofertele, începând cu momentul deschiderii fiecărei runde de licitație până la închiderea runde de licitație respective.

**197.** În fiecare oră a zilei gaziere relevante, capacitatea devenită efectivă, începând cu ora 4.00, este licitată ca și capacitate intra-zilnică.

**198.** Fiecare rundă de licitație se deschide la începutul fiecărei ore a zilei gaziere relevante.

**199.** Durata fiecărei runde de licitație este de 30 de minute de la deschiderea runde de licitație.

**200.** Capacitatea care urmează să fie oferită în cadrul licitației capacității intra-zilnice este egală, în fiecare oră, cu:

### **A – C + D**

unde:

**A** – capacitatea tehnică a OST pentru fiecare dintre PCS;

**C** – capacitatea tehnică vândută anterior, ajustată ținând cont de capacitatea care este oferită din nou, în conformitate cu procedurile aplicabile de gestionare a congestiilor;

**D** – capacitatea suplimentară, dacă este cazul.

**201.** OST publică capacitatea fermă intra-zilnică oferită, după închiderea ultimei licitații pentru ziua următoare și în conformitate cu pct.304.

**202.** OST oferă utilizatorilor de sistem, care participă la licitațiile pentru ziua următoare, posibilitatea ca ofertele necâștigătoare valabile să participe în mod automat la următoarea licitație intra-zilnică.

**203.** Capacitatea se alocă în termen de 30 de minute de la închiderea runde de licitație, cu condiția ca ofertele să fie acceptate și ca OST să efectueze procesul de alocare a capacității.

**204.** Rezultatele licitației sunt puse în mod simultan la dispoziția utilizatorilor de sistem individuali.

**205.** Informațiile agregate privind rezultatele licitației sunt publicate cel puțin la sfârșitul fiecărei zile.

## **Secțiunea 8**

### **Algoritmele de licitație**

**206.** În cazul în care, în cadrul unei licitații, sunt oferite mai multe PCS, algoritmul de licitație se aplică în mod separat pentru fiecare PCS la momentul alocării sale. Ofertele pentru diferite PCS sunt luate în considerare în mod independent unele de altele la aplicarea algoritmului de licitație.

**207.** Pentru licitațiile capacității anuale, ale capacității trimestriale și pentru licitațiile capacității lunare se aplică un algoritm de licitație cu preț crescător, cu mai multe runde de licitație, astfel cum se prevede la pct.209-230.

**208.** Pentru licitațiile periodice ale capacității pentru ziua următoare și pentru licitațiile capacității intra-zilnice se aplică un algoritm de licitație cu preț uniform, cu o singură rundă de licitație, în conformitate cu pct.231-241.

## **Secțiunea 9**

### **Algoritmul licitației cu preț crescător**

**209.** Licitațiile cu preț crescător le permit utilizatorilor de sistem să facă oferte ținând cont de prețurile în creștere progresivă, care vor fi anunțate în runde de licitație consecutive, prețul de pornire fiind prețul de rezervă  $P_0$ .

**210.** Prima rundă de licitație, cu un preț egal cu prețul de rezervă  $P_0$ , trebuie să aibă o durată de 3 ore. Rundele de licitație ulterioare trebuie să aibă o durată de o oră. Trebuie să existe o perioadă de o oră între rundele de licitație.

**211.** Oferta trebuie să includă:

- 1) informația privind identitatea utilizatorului de sistem care depune oferta;
- 2) punctul de interconectare și direcția fluxului de gaze naturale;
- 3) PCS pentru care se solicită capacitate;
- 4) pentru fiecare nivel de preț, capacitatea pentru PCS solicitat;



5) nivelul de ofertei respective, în cazul în care se oferă capacitate incrementală.

**212.** O ofertă este considerată valabilă dacă este depusă de un utilizator de sistem și dacă ea respectă toate dispozițiile prezentei Secțiuni.

**213.** Pentru ca utilizatorii de sistem să poată participa la o licitație, este obligatoriu ca aceștia să facă o ofertă în prima rundă de licitație.

**214.** OST le oferă utilizatorilor de sistem posibilitatea de a face în mod automat oferte pentru orice nivel de preț.

**215.** După închiderea runde de licitație, nu se acceptă nicio modificare, retragere sau variație a ofertelor valabile. Toate ofertele valabile devin angajamente obligatorii prin care utilizatorul de sistem se angajează să rezerve capacitatea solicitată la prețul anunțat, cu condiția ca prețul de închidere al licitației să fie cel anunțat în cadrul runde de licitație relevante.

**216.** Oferta depusă de un utilizator de sistem în cadrul oricărei runde de licitație trebuie să fie mai mică sau egală cu capacitatea oferită în cadrul unei licitații date. Oferta depusă de un utilizator de sistem la un anumit preț trebuie să fie mai mică sau egală cu oferta depusă de acest utilizator de sistem în runda anterioară, cu excepția cazului în care se aplică dispozițiile de la pct.224.

**217.** Ofertele pot fi depuse, modificate sau retrase în mod liber în cursul unei runde de licitație, cu condiția ca toate ofertele să respecte dispozițiile de la pct.216. Ofertele valabile rămân valabile până când sunt modificate sau retrase.

**218.** Pentru fiecare punct de interconectare și pentru fiecare PCS se definește un nivel mare de preț și un nivel mic de preț, iar acestea sunt publicate înaintea desfășurării licitației. Nivelul mic de preț se stabilește astfel încât nivelul mare de preț să fie un multiplu întreg al nivelului mic de preț.

**219.** Nivelul mare de preț se stabilește astfel încât să se reducă la minimum, în măsura posibilului, durata procesului de licitație. Nivelul mic de preț se stabilește astfel încât să se reducă la minimum, în măsura posibilului, capacitatea nevândută, în cazul în care licitația se încheie la un preț mai mare decât prețul de rezervă.

**220.** În cazul în care cererea agregată la nivelul tuturor utilizatorilor de sistem este mai mică sau egală cu capacitatea oferită la sfârșitul primei runde de licitație, licitația se încheie.

**221.** În cazul în care cererea agregată la nivelul tuturor utilizatorilor de sistem este mai mare decât capacitatea oferită la sfârșitul primei runde de licitație sau al unei runde de licitație ulterioare, se deschide o nouă rundă de licitație cu un preț egal cu prețul din runda de licitație anterioară, la care se adaugă nivelul mare de preț.

**222.** În cazul în care cererea agregată la nivelul tuturor utilizatorilor de sistem este egală cu capacitatea oferită la sfârșitul celei de a 2-a runde de licitație sau al unei runde de licitație ulterioare, licitația se încheie.

**223.** Dacă survine o primă subcotare, are loc o reducere a prețului și se deschide o nouă rundă de licitație. Runda de licitație următoare va avea un preț egal cu prețul aplicabil în runda de licitație care a precedat prima subcotare, la care se adaugă nivelul mic de preț. Ulterior se deschid noi runde de licitație, în cadrul cărora au loc creșteri ale nivelului mic de preț, astfel încât cererea agregată la nivelul tuturor utilizatorilor de sistem să devină mai mică sau egală cu capacitatea oferită, etapă în care licitația se încheie.

**224.** Oferta depusă de fiecare utilizator de sistem în toate rundele de licitație în care se aplică niveluri mici de preț trebuie să fie mai mică sau egală cu oferta depusă de acest utilizator de sistem în runda de licitație care a precedat prima subcotare. Oferta depusă de fiecare utilizator de sistem pentru un nivel mic de preț trebuie să fie mai mică sau egală cu oferta depusă de acest utilizator de sistem în runda de licitație anterioară caracterizată de niveluri mici de preț. Oferta depusă de fiecare utilizator de sistem în toate rundele de licitație în care se aplică niveluri mici de preț trebuie să fie mai mare sau egală cu oferta depusă de acest utilizator de sistem în runda de licitație în care a survenit prima subcotare.

**225.** Dacă cererea agregată la nivelul tuturor utilizatorilor de sistem este mai mare decât capacitatea oferită în runda de licitație cu un preț egal cu cel care a condus la prima subcotare, minus un nivel mic de preț, licitația se încheie. Prețul de închidere este prețul care a condus la prima subcotare, iar ofertele câștigătoare sunt cele depuse în runda de licitație inițială în care a survenit prima subcotare.

**226.** După fiecare rundă de licitație, cererile depuse de toți utilizatorii de sistem în cadrul unei licitații specifice se publică cât mai curând posibil, în formă agregată.

**227.** Prețul anunțat pentru ultima rundă de licitație în cursul căreia a fost închisă licitația este considerat a fi prețul de închidere al licitației specifice, cu excepția cazului în care se aplică pct.225.

**228.** Tuturor utilizatorilor de sistem care au depus oferte valabile la prețul de închidere li se alocă capacitate respectivă în funcție de ofertele lor la prețul de închidere. În cazul în care se oferă capacitate incrementală, alocarea capacității incrementale este condiționată de rezultatul obținut în urma testului economic în conformitate cu pct.250-252. Utilizatorii de sistem care au câștigat licitația plătesc prețul de închidere al licitației, recurgând la o abordare privind un preț de plătit fix sau la o abordare privind un preț de plătit variabil, astfel cum este prevăzut la pct.390, precum și orice alte eventuale prețuri aplicabile în momentul în care capacitatea care le este alocată poate fi utilizată.

**229.** După închiderea fiecărei licitații, se publică rezultatul final al licitației, inclusiv capacitățile alocate agregate și prețul de închidere. Utilizatorii de sistem care au câștigat licitația sunt informați cu privire la capacitatea care le este alocată, iar informațiile individuale sunt comunicate numai părților interesate. În cazul în care se alocă capacitate incrementală, prezentul punct se aplică numai rezultatelor licitației al cărei nivel de ofertă pune la dispoziție cea mai mare capacitate care a condus la un test economic pozitiv în conformitate cu pct.252.

**230.** Dacă o licitație cu preț crescător nu s-a încheiat până la momentul în care este programată să înceapă (conform calendarului licitației) următoarea licitație a capacității acoperind aceeași perioadă, prima licitație se închide și nu se alocă nicio capacitate. Capacitatea este oferită în cadrul următoarei licitații relevante.

## Secțiunea 10

### Algoritmul de licitație cu preț uniform

**231.** În cadrul unei licitații cu preț uniform, există o singură rundă de licitație în care utilizatorul de sistem face o ofertă de preț și de capacitate.

**232.** În cursul unei runde de licitație, utilizatorii de sistem pot prezenta până la 10 oferte. Fiecare ofertă este tratată în mod independent de celelalte oferte. După închiderea runde de licitație, ofertele rămase nu pot fi modificate sau retrase.

**233.** Oferta trebuie să specifice:

- 1) informația privind identitatea utilizatorului de sistem care depune oferta;
- 2) punctul de interconectare și direcția fluxului;
- 3) PCS pentru care se solicită capacitate;
- 4) capacitatea pentru PCS solicitat, care trebuie să fie mai mică sau egală cu capacitatea oferită în cadrul unei licitații specifice;
- 5) capacitatea minimă pentru PCS respectivă pe care utilizatorul de sistem acceptă să fie alocată în conformitate cu algoritmul relevant, în cazul în care utilizatorului de sistem nu i se alocă capacitatea solicitată în conformitate cu subpunctul 4);

6) prețurile de ofertă pe care utilizatorul de sistem este dispus să le plătească pentru capacitatea solicitată, care nu trebuie să fie mai mici decât prețul de rezervă aplicabil pentru PCS relevant. Ofertele ale căror prețuri sunt mai mici decât prețul de rezervă nu se acceptă.

**234.** OST clasifică toate ofertele pentru un anumit PCS în ordinea descrescătoare a prețului lor de ofertă.

**235.** Toate ofertele rămase la momentul închiderii runde de licitație se consideră ca fiind obligatorii pentru utilizatorii de sistem, cărora le este alocat, cel puțin, capacitatea minimă solicitată în conformitate cu pct.233, subpunctul 5).

**236.** După clasificarea ofertelor în conformitate cu pct.234 și sub rezerva dispozițiilor de la pct.237-240, capacitatea se alocă ofertelor în funcție de clasamentul de preț. Toate ofertele cărora li se alocă capacitate sunt considerate ca fiind câștigătoare. După alocarea capacității, capacitatea alocată se scade din capacitatea nealocată rămasă.

**237.** După aplicarea pct.236 și sub rezerva dispozițiilor de la pct.239, în cazul când capacitatea pentru care a licitat un utilizator de sistem depășește capacitatea nealocată rămasă (după ce capacitatea a fost alocată utilizatorilor de sistem care introduc oferte mai mari), acestui utilizator de sistem i se alocă o capacitate egală cu capacitatea nealocată rămasă.

**238.** După aplicarea pct.237 și sub rezerva dispozițiilor de la pct.239 în cazul în care 2 sau mai multe oferte indică același preț de ofertă, iar capacitatea rămasă, pentru care s-a licitat în total în cadrul acestor oferte, depășește capacitatea rămasă, capacitatea nealocată rămasă se alocă proporțional cu capacitățile solicitate în fiecare dintre aceste oferte.

**239.** În cazul în care capacitatea ce urmează să fie alocată pentru o ofertă în temeiul pct.236, 237 sau 238 este mai mică decât capacitatea minimă prevăzută la pct.233 subpunctul 5), oferta se consideră ca fiind necâștigătoare și se efectuează o alocare revizuită ținând cont de oferta (oferțele) de preț egală (egale) rămasă (rămase) în conformitate cu pct.238 sau se efectuează o alocare în privința următoarei oferte de preț, în conformitate cu pct.236.

**240.** În cazul în care capacitatea rămasă ce urmează să fie alocată în ceea ce privește orice ofertă în temeiul pct.236-239 este egală cu zero, nu se mai alocă capacitate ofertelor rămase. Ofertele respective sunt considerate necâștigătoare.

**241.** Prețul de închidere se definește ca prețul celei mai mici oferte câștigătoare, dacă cererea depășește oferta la prețul de rezervă. În toate celelalte cazuri, prețul de închidere trebuie să fie egal cu prețul de rezervă. Utilizatorii de sistem care au câștigat licitația plătesc prețul de închidere al licitației, recurgând la o abordare privind un preț de plătit fix sau la o abordare privind un preț de plătit variabil, astfel cum se prevede la pct.391, precum și orice alte eventuale tarife aplicabile la momentul în care capacitatea ce le este alocată poate fi utilizată.

## **CAPITOLUL IV AGREGAREA /GRUPAREA CAPACITĂȚII ÎN PUNCTELE DE INTERCONECTARE**

### **Secțiunea 1**

#### **Produsele de capacitate agregată**

**242.** OST adiacenți oferă în comun produse de capacitate agregată, în conformitate cu următoarele principii:

1) de ambele părți ale unui punct de interconectare, întreaga capacitate fermă este oferită ca și capacitate agregată, în măsura în care, de ambele părți ale unui punct de interconectare, este disponibilă capacitate fermă sau incrementală;

2) OST oferă capacitate pentru PCS prin intermediul unei platforme de rezervare, în conformitate cu pct.312-316 și în conformitate cu procedura de alocare aplicabilă prevăzută în Capitolul III din prezentul Titlu;

3) capacitatea agregată care urmează să fie oferită de OST într-un punct de interconectare se contractează prin intermediul unei proceduri de alocare unice;

4) utilizatorii de sistem respectă clauzele și condițiile aplicabile menționate în contractul (contractele) privind prestarea serviciilor transport al (ale) OST, începând cu momentul contractării capacității de transport;

5) în cazul în care, de o parte a unui punct de interconectare, este disponibilă mai multă capacitate fermă decât de cealaltă parte, pentru orice perioadă luată în considerare, OST cu cea mai mare capacitate fermă disponibilă poate oferi această capacitate suplimentară utilizatorilor de sistem sub forma unui produs neagregat, în conformitate cu calendarul licitației și cu următoarele norme:

a) dacă, de cealaltă parte a punctului de interconectare, există un contract de transport neagregat, poate fi oferită capacitate neagregată în limita capacității și a duratei prevăzute în contractul privind prestarea serviciilor de transport existent de cealaltă parte;

b) în cazul în care această capacitate suplimentară nu face lit.a), ea poate fi oferită pentru o perioadă de maximum un an;

6) orice capacitate neagregată alocată în conformitate cu subpunctul 5) poate fi utilizată și nominalizată ca atare. De asemenea, ea poate fi comercializată pe piața secundară;

7) OST adiacenți instituie o procedură de nominalizare comună pentru capacitatea agregată, oferind utilizatorilor de sistem posibilitatea de a nominaliza fluxurile capacității lor agregate prin intermediul unei singure nominalizări;

8) obligațiile de a oferi capacitate agregată se aplică, în măsura în care sunt relevante, și piețelor secundare de capacitate. Fără a aduce atingere subpunctului 1), capacitatea alocată inițial sub formă

de capacitate agregată nu poate fi revândută, decât sub formă de capacitate agregată pe piața secundară;

9) în cazul în care 2 sau mai multe puncte de interconectare leagă aceleași 2 sisteme de intrare/ieșire adiacente, respectivii OST adiacenți, oferă capacitățile disponibile în punctele de interconectare într-un singur punct de interconectare virtual. În cazul în care sunt implicați mai mult de 2 OST, deoarece capacitatea unuia sau a ambelor sisteme de intrare/ieșire este comercializată de mai mult de un OST, punctul de interconectare virtual include, în măsura posibilului toți acești OST. Punctul de interconectare virtual se stabilește numai dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

a) capacitatea tehnică totală în punctele de interconectare virtuale este mai mare sau egală cu suma capacităților tehnice în fiecare dintre punctele de interconectare care contribuie la punctele de interconectare virtuale;

b) acestea contribuie la o utilizare rentabilă și eficientă a sistemului, inclusiv a normelor prevăzute la articolele 71 și 72 din Legea nr.108/2016, dar fără a se limita la acestea.

**243.** OST în baza acordului Agenției, pot aplica clauzele și condițiile stabilite în modelul publicat pe site-ul web al ENTSO-G, care prevede dispoziții contractuale ce nu sunt afectate de diferențele fundamentale în principiile legislației naționale sau jurisprudenței, pentru oferta de produse de capacitate agregată, în cazul produselor de capacitate agregată nou contractate.

## Secțiunea 2

### Agregarea în cazul contractelor pentru prestarea serviciilor de transport existente

**244.** Utilizatorii de sistem care sunt părți la contractele pentru prestarea serviciilor de transport pentru capacitate neagregată în punctele de interconectare respective urmează să ajungă la un acord privind agregarea capacității în bază de contract ("acord de agregare"), în conformitate cu dispozițiile prevăzute la pct.242 și 243. Acești utilizatori de sistem și OST informează Agenția cu privire la toate acordurile de agregare încheiate de toate părțile la contractele privind prestarea serviciilor de transport existente.

**245.** OST care sunt părți la contractele pentru prestarea serviciilor de transport existente pot participa în orice moment la discuțiile cu privire la acordurile de agregare, la invitația utilizatorilor de sistem, care sunt părți la contractele de transport existente.

**246.** OST oferă un serviciu gratuit de conversie a capacității utilizatorilor de sistem care dețin capacitate neagregată necorelată la unul dintre capetele unui punct de interconectare. Acest serviciu de conversie a capacității se aplică în cazul produselor de capacitate anuală, trimestrială sau lunară pentru capacitatea agregată fermă la punctul de interconectare respectiv, pe care utilizatorul de sistem a trebuit să o achiziționeze, deoarece la celălalt capăt al punctului de interconectare, OST adiacent a oferit capacitate neagregată insuficientă. Acest serviciu se oferă în mod nediscriminatoriu și scutește utilizatorul de sistem de plata unei taxe suplimentare pentru capacitatea pe care o dețin deja. În special, plățile pentru partea din capacitatea agregată contractată pe care utilizatorii de sistem o dețin deja sub formă de capacitate neagregată necorelată sunt limitate la o eventuală primă de licitație. Acest serviciu se bazează pe modelul de conversie elaborat de ENTSO-G. Punerea în aplicare poate fi facilitată de platforma de rezervare a capacității conform pct.312-316. OST informează anual Agenția despre utilizarea acestui serviciu.

**247.** În cazul în care se ajunge la un acord de agregare între utilizatorii de sistem respectivi, OST implicați în punctul de interconectare sunt informați de îndată de către părți cu privire la acordul de agregare prevăzut și se efectuează transferul de capacitate. Acordul de agregare este pus în aplicare sub rezerva respectării clauzelor și condițiilor aplicabile ale contractelor privind prestarea serviciilor de transport existente. După punerea în aplicare a acordului de agregare, capacitatea relevantă este considerată drept capacitate agregată.

**248.** Durata acordurilor de agregare, privind capacitatea agregată stabilită în temeiul modificării contractelor existente, nu depășește durata contractelor privind prestarea serviciilor de transport inițiale.

**249.** Toate capacitățile sunt agregate cât mai curând posibil. Contractele privind prestarea serviciilor de transport existente pentru capacitatea neagregată nu pot fi reînnoite, prelungite sau reportate după data expirării lor. Aceste capacități devin disponibile începând cu data expirării contractelor privind prestarea serviciilor de transport.

## CAPITOLUL V CAPACITATEA INCREMENTALĂ

### Secțiunea 1 Testul economic

**250.** Testul economic prevăzut în prezenta Secțiune este efectuat de Agenție sau de OST desemnat de Agenție pentru fiecare nivel de ofertă de capacitate incrementală stabilit după obținerea de către OST implicații a angajamentelor obligatorii ale utilizatorilor de sistem privind contractarea capacității. Testul economic este alcătuit din următorii parametri:

1) valoarea actualizată a angajamentelor obligatorii ale utilizatorilor de sistem pentru contractarea capacității, care se calculează ca suma actualizată a următorilor parametri:

a) suma dintre prețurile de referință estimate și o primă de licitație potențială și o primă minimă obligatorie potențială, înmulțită cu capacitatea incrementală contractată;

b) suma dintre o primă de licitație potențială și o primă de licitație minimă obligatorie potențială, înmulțită cu capacitatea disponibilă care a fost contractată în combinație cu capacitatea incrementală;

2) valoarea actuală a creșterii estimate a venitului reglementat sau a venitului-țintă al OST asociat capacității incrementale, incluse în nivelul de ofertă respectiv, astfel cum a fost aprobată de Agenție în conformitate cu pct.281-286;

3) factorul  $f$ .

**251.** Rezultatul aplicării testului economic este:

1) pozitiv, atunci când valoarea parametrului stabilit la pct.250, subpunctul 1) este cel puțin egală cu cota parte (%) în parametrul stabilit la pct.250, subpunctul 2), astfel cum este definit de factorul  $f$ ;

2) negativ, atunci când valoarea parametrului stabilit la pct.250, subpunctul 1) este mai mică decât cota parte (%) din parametrul stabilit la pct.250, subpunctul 2), astfel cum este definit de factorul  $f$ .

**252.** Se demarează un proiect de capacitate incrementală în cazul în care testul economic dă un rezultat pozitiv, la ambele părți ale unui punct de interconectare pentru, cel puțin, un nivel de ofertă care include capacitate incrementală. În cazul în care testul economic dă rezultate pozitive pentru mai mult de un nivel de ofertă, se utilizează nivelul de ofertă cu cel mai mare volum de capacitate, care a dus la un rezultat pozitiv pentru a continua proiectul de capacitate incrementală până la intrarea în funcțiune. În cazul în care nu se obțin rezultate pozitive pentru niciun nivel de ofertă, se sistează procesul de capacitate incrementală.

### Secțiunea 2 Factorul $f$

**253.** Atunci când aplică testul economic menționat la pct.250-252, Agenția stabilește nivelul factorului  $f$  pentru un nivel de ofertă dat, ținând cont de următoarele aspecte:

1) volumul de capacitate tehnică rezervat în conformitate cu pct.143 și 144;

2) externalitățile pozitive generate de proiectul de capacitate incrementală pe piață sau în cadrul rețelei de transport al gazelor naturale, sau în cazul ambelor;

3) durata angajamentelor obligatorii ale utilizatorilor de sistem pentru contractarea de capacitate în raport cu durata de viață economică a activului;

4) probabilitatea ca cererea de capacitate stabilită în cadrul proiectului de capacitate incrementală să continue după sfârșitul perioadei de timp utilizat în cazul testului economic.

**254.** Dacă testul economic dă un rezultat pozitiv, costurile investițiilor asociate cu capacitatea incrementală se reflectă într-o creștere a venitului reglementat sau a venitului-țintă în conformitate cu normele naționale aplicabile.

### Secțiunea 3 Comasarea într-un test economic unic

**255.** Pentru a facilita oferirea de produse de capacitate agregată, parametrii individuali ai testului economic utilizați de OST pentru un nivel de ofertă dat sunt comasați într-un test economic unic.

**256.** Testul economic unic este alcătuit din următorii parametri:

1) valoarea actuală a angajamentelor obligatorii ale utilizatorilor de sistem pentru contractarea capacității agregate, care reprezintă suma valorilor calculate în conformitate cu pct.250, subpunctul 1) de către OST implicați;

2) suma valorilor individuale actuale ale creșterii estimate în privința venitului reglementat sau venitului-țintă al OST implicați, care este atribuibilă capacității incrementale ale unui nivel de ofertă specific;

3) factorul  $f$ , ce definește cota parte (%) din parametrul prevăzut la subpunctul 2), care trebuie acoperită de parametrul stabilit la subpunctul 1) și care le permite tuturor OST implicați să acopere, în mod individual, părțile lor respective, definite în prealabil.

**257.** Rezultatul aplicării testului economic unic este pozitiv dacă toate testele economice de fond duc la rezultate pozitive, astfel cum se prevede la pct.251 subpunctul 1), ținând cont de o posibilă redistribuire a veniturilor în conformitate cu pct.258 și 259. În caz contrar, rezultatul aplicării testului economic este negativ.

**258.** În cazul în care o redistribuire a veniturilor ar putea duce la o scădere a nivelului de angajamente obligatorii ale utilizatorilor de sistem pentru contractarea capacității necesare pentru un rezultat pozitiv al testului economic unic, OST pot transmite autorităților naționale de reglementare relevante, în vederea unor aprobări coordonate, mecanismele de redistribuire a veniturilor ce provin din capacitatea incrementală.

**259.** O redistribuire a veniturilor poate fi efectuată după cum urmează:

1) în timpul procesului de comasare a parametrilor individuali ai testului economic într-un test economic unic;

2) în cazul în care testul economic unic dă un rezultat negativ, în timp ce, simultan, nivelul angajamentului obligatoriu al utilizatorilor de sistem privind contractarea capacității depășește minimul necesar pentru acoperirea valorii actuale individuale a creșterii venitului reglementat sau a venitului-țintă pentru cel puțin unul dintre OST implicați.

#### Secțiunea 4

##### Cerințele de publicare referitoare la testul economic

**260.** În cazul unui anumit proiect de capacitate incrementală, OST prezintă Agenției spre aprobare următoarele informații pentru fiecare nivel de ofertă:

1) prețurile de referință estimate pentru termenul ofertei inițiale de capacitate incrementală utilizate pentru calculul parametrului prevăzut la pct.250, subpunctul 1) și la pct.256, subpunctul 1), în cazul în care se aplică un test economic separat sau, respectiv, un test economic unic;

2) parametrii prevăzuți la pct.250, subpunctele 2)-3) și la pct.256, subpunctele 2)-3), în cazul în care se aplică un test economic separat sau, respectiv, un test economic unic;

3) dacă este cazul, intervalul în care se situează nivelul primei minime obligatorii menționate la pct.421 pentru fiecare nivel de ofertă și pentru fiecare punct de interconectare, aplicată în cadrul primei licitații și, eventual, în cadrul licitațiilor ulterioare în care se oferă capacitate incrementală în modul definit la pct.420.

**261.** După aprobarea de către Agenție, OST implicat trebuie să publice informațiile prevăzute la pct.260, astfel cum se prevede la pct.286.

#### Secțiunea 5

##### Evaluarea cererii de pe piață

**262.** Imediat după începerea licitației anuale pentru capacitatea anuală cel puțin în fiecare an impar, OST cooperează în cadrul proceselor de evaluare a cererii de capacitate incrementală de pe piață și efectuează studii tehnice pentru proiectele de capacitate incrementală pentru punctele lor comune de interconectare.

**263.** În termen de cel mult 8 săptămâni de la începerea licitației pentru capacitățile anuale, cel puțin în fiecare an impar, OST aflați de fiecare parte a graniței unui sistem de intrare/ieșire elaborează Rapoarte comune de evaluare a cererii de pe piață, fiecare dintre acestea acoperind toate punctele de interconectare aflate la cel puțin una dintre granițele unui sistem de intrare /ieșire. Raportul de evaluare a cererii de pe piață va determina cererea prognozată de capacitate incrementală de la

nivelul tuturor utilizatorilor de sistem, în conformitate cu pct.269 și va preciza dacă este necesară inițierea unui proiect de capacitate incrementală.

**264.** Raportul de evaluare a cererii de pe piață se publică în una sau mai multe limbi oficiale a Părții Contractante și, în măsura posibilului în limba engleză, pe site-urile web ale OST, în termen de cel mult 16 săptămâni de la începerea licitației anuale a capacității anuale, cel puțin în fiecare an impar.

**265.** OST realizează rapoartele de evaluare a cererii, bazat pe un model standard elaborat de ENTSO-G și publică rapoartele pe pagina sa electronică.

**266.** În cazul în care utilizatorii de sistem își depun cererile de capacitate în termen de cel mult 8 săptămâni de la începerea licitației anuale a capacității anuale în anii cu număr par, OST pot conveni să efectueze o evaluare a cererii de pe piață și într-un an par, cu condiția ca:

1) procesul prevăzut la pct.262–296 să poată fi încheiat înainte de începutul următorului ciclu de evaluare a cererii menționat la pct.262; și

2) ca respectivul calendar al licitației să fie respectat.

**267.** OST examinează indiciile neobligatorii privind cererea depusă în termen de cel mult 8 săptămâni de la începerea licitației anuale în cadrul evaluării în curs a cererii de pe piață.

**268.** OST pot lua în considerare indicii neobligatorii privind cererea depusă după termenul stabilit la pct.267 în cadrul evaluării în curs a cererii de pe piață sau le pot include în următoarea evaluare a cererii de pe piață.

**269.** Indicii neobligatorii privind cererea menționată la pct.267 și 268 trebuie să conțină cel puțin următoarele informații:

1) cele 2 sau mai multe sisteme de intrare/ieșire adiacente pentru care s-a formulat cererea de capacitate incrementală – la una sau la ambele părți ale unui punct de interconectare – precum și direcția solicitată;

2) anul (anii) gazier(i) pentru care s-a formulat cererea de capacitate incrementală;

3) capacitatea solicitată între sistemele de intrare/ieșire respective;

4) informațiile referitoare la indiciile neobligatorii privind cererile care au fost sau care vor fi prezentate altor OST, în cazul în care acești indicii sunt legați între ei, cum ar fi cererea de capacități în mai multe puncte de interconectare asociate.

**270.** Utilizatorii de sistem indică dacă cererea lor face obiectul unor condiții conform pct.269, subpunctul 1)-4).

**271.** OST răspund indiciilor neobligatorii privind cererea în termen de 16 săptămâni de la începerea licitațiilor anuale sau în termen de 8 săptămâni de la primirea indiciilor privind cererea în conformitate cu pct.262. Răspunsul trebuie să includă cel puțin următoarele elemente:

1) dacă cererea indicată poate fi luată în considerare de OST în cadrul procesului în curs; sau

2) dacă, în cazul unor indici privind cererea în conformitate cu pct.268, acestea sunt insuficiente pentru a se lua în considerare inițierea unui proces de capacitate incrementală în conformitate cu pct.266; sau

3) în cadrul cărui raport de evaluare a cererii de pe piață, în conformitate cu pct.264, va fi evaluată cererea, cu condiția ca cererea indicată să nu poată fi luată în considerare în conformitate cu pct.271, subpunctul 1) sau 2), fapt care trebuie justificat.

**272.** Un OST are dreptul de a percepe taxe pentru activitățile care decurg din depunerea indiciilor neobligatorii privind cererea. Aceste taxe reflectă costurile administrative pentru depunerea cererii, fac obiectul aprobării de către Agenție și sunt publicate pe site-ul web al OST. Aceste taxe sunt rambursate respectivului utilizator de sistem în cazul în care testul economic pentru, cel puțin, un nivel de ofertă care include capacitatea incrementală în fiecare punct de interconectare dă rezultate pozitive.

**273.** Raportul de evaluare a cererii de pe piață ia în considerare următoarele criterii:

1) dacă planul de dezvoltare a rețelelor de transport al gazelor naturale pentru 10 ani, după caz, identifică un decalaj de capacitate fizică prin care o anumită regiune este subalimentată într-un scenariu de vârf rezonabil și atunci când oferirea de capacitate incrementală în punctul de interconectare ar putea reduce decalajul; sau dacă un plan național de dezvoltare a rețelei identifică o cerință de transport fizic concretă și durabilă;

2) dacă nu este disponibil niciun PCS anuală care să lege 2 sisteme de intrare/ieșire adiacente în cadrul licitației anuale a capacității anuale pentru anul în care s-ar putea oferi pentru prima dată capacitate incrementală și în cei 3 ani care urmează, deoarece toată capacitatea a fost contractată;

3) dacă utilizatorii de sistem au prezentat indicii neobligatorii privind cererea prin care solicită capacitate incrementală pentru un număr consecutiv de ani și dacă toate celelalte mijloace eficiente din punct de vedere economic pentru maximizarea disponibilității capacității existente au fost epuizate.

**274.** Raportul de evaluare a cererii de pe piață trebuie să includă cel puțin următoarele elemente:

1) o concluzie referitoare la oportunitatea de a iniția un proiect de capacitate incrementală;

2) indicii agregați neobligatorii privind cererea primită nu mai târziu de 8 săptămâni de la începerea licitației anuale a capacității anuale în anul de publicare a raportului respectiv de evaluare a cererii;

3) indicii de cerere agregată neobligatorii depuse după termenul-limită prevăzut la pct.267-268 în timpul procesului de capacitate incrementală anterior, în cazul în care acești indicii privind cererea nu au fost luați în considerare la evaluarea anterioară a cererii;

4) indicii de cerere agregată care nu au caracter obligatoriu cu pct.268, în cazul în care OST au decis să le ia în considerare în cadrul evaluării în curs a cererii de pe piață;

5) o evaluare a volumului prognozat, a direcției și a duratei cererii pentru capacitate incrementală în punctele de interconectare cu fiecare sistem de intrare/ieșire adiacent sau cu conductele de interconectare;

6) dacă vor fi sau nu desfășurate studii tehnice pentru proiectele de capacitate incrementală, precizând punctele de interconectare și nivelul prognozat al cererii;

7) calendarul provizoriu al proiectului de capacitate incrementală, studiile tehnice și consultarea menționată la pct.278 și 279;

8) o concluzie privind tipurile de plăți care vor fi introduse, dacă este cazul, în conformitate cu pct.272;

9) tipurile și, în cazul în care este disponibilă, totalitatea agregată a indicilor privind cererea condiționată în conformitate cu pct.270;

10) modul în care OST intenționează să aplice pct.155 în privința limitării numărului de ani oferiți în cadrul licitațiilor anuale ale capacității anuale în procesul de capacitate incrementală.

**275.** OST și autoritățile naționale de reglementare publică punctele de contact aferente proiectelor de capacitate incrementală, inițiate odată cu publicarea raportului de evaluare a cererii de pe piață, și actualizează aceste informații în mod regulat pe întreaga durată a proiectului.

## Secțiunea 6

### Etapa de proiectare

**276.** În ziua următoare datei de publicare a raportului de evaluare a cererii de pe piață începe etapa de proiectare, în cazul în care raportul de evaluare a cererii de pe piață identifică o cerere de proiecte de capacitate incrementală.

**277.** OST care își desfășoară activitatea la punctul de interconectare respectiv efectuează studii tehnice vizând proiectele de capacitate incrementală în vederea conceperii proiectului de capacitate incrementală și a proiectării nivelurilor de ofertă coordonate pe baza fezabilității tehnice și a rapoartelor de evaluare a cererii de pe piață.

**278.** În termen de cel mult 12 săptămâni de la începutul etapei de proiectare, OST efectuează o consultare publică comună privind propunerile de proiect, în limba română și, în măsura posibilului, în limba engleză, pe o perioadă de cel puțin o lună și de cel mult 2 luni. Acești OST iau toate măsurile rezonabile pentru a asigura coordonarea transfrontalieră.

**279.** Consultarea trebuie să cuprindă cel puțin următoarele elemente:

1) o descriere a proiectului de capacitate incrementală, inclusiv o estimare a costurilor;

2) nivelurile de ofertă pentru produsele de capacitate agregată în punctul de interconectare;

3) dacă este cazul, pe baza indicilor privind cererea condiționată, mecanismul alternativ de alocare propus al OST, inclusiv justificarea acestuia;

4) eșalonările provizorii ale proiectului de capacitate incrementală;



5) normele și condițiile generale pe care utilizatorii de sistem trebuie să le accepte pentru a participa și a avea acces la capacitate în cadrul etapei obligatorii de alocare a capacității a procesului de capacitate incrementală, inclusiv orice garanții care urmează să fie prezentate de utilizatorii de sistem și modul în care posibilele întârzieri înregistrate în furnizarea de capacitate sau în cazul unei perturbări a proiectului sunt abordate în contract;

6) în cazul în care pentru proiectul de capacitate incrementală este urmată o abordare privind prețul de plătit fix, elementele IND și RP descrise la pct.391, subpunctul 2);

7) nivelul angajamentelor utilizatorului de sistem, exprimate ca o estimare a factorului  $f$ , în conformitate cu pct.253 și 254, care, după consultarea cu OST, este propus și aprobat ulterior de Agenție;

8) orice indice suplimentar privind cererea primită în conformitate cu pct.268;

9) dacă capacitatea incrementală ar putea avea ca rezultat o scădere semnificativă în ceea ce privește utilizarea altor infrastructuri de gaze naturale neamortizate în cadrul aceluiași sistem de intrare/ieșire sau al unor sisteme de intrare/ieșire adiacente sau de-a lungul aceleiași rute de transport de gaze naturale.

**280.** În procesul de proiectare a nivelurilor de ofertă coordonate, OST cooperează cu Agenția și asigură coordonarea transfrontalieră, cu scopul de a permite depunerea unor oferte de capacitate incrementală ca produse agregate. Propunerea de proiect și elaborarea de niveluri de ofertă coordonate țin cont de rezultatele consultării menționate la pct.279.

## Secțiunea 7

### Aprobarea și publicarea

**281.** În urma consultării și finalizării etapei de proiectare pentru un proiect de capacitate incrementală în conformitate cu pct.276-280, OST implicați transmit autorităților naționale de reglementare propunerea de proiect pentru proiectul de capacitate incrementală, în vederea obținerii unor aprobări coordonate din partea acestora. Propunerea de proiect este publicată, de OST implicați în limba română și, în măsura posibilului, în limba engleză cuprinzând, cel puțin, următoarele informații:

1) toate nivelurile de ofertă, reflectând gama de cerere prognozată de capacitate incrementală în punctele de interconectare relevante, ca urmare a proceselor prevăzute la pct.278 și pct.262-275;

2) normele și condițiile generale pe care un utilizator de sistem trebuie să le accepte pentru a participa și a avea acces la capacitate în cadrul etapei obligatorii de alocare a capacității a procesului de capacitate incrementală, inclusiv orice garanții reale care urmează să fie furnizate de utilizatorii de sistem și modul în care posibilele întârzieri în furnizarea de capacitate sau în cazul unei perturbări a proiectului sunt abordate la nivel contractual;

3) eșalonarea proiectului de capacitate incrementală, inclusiv modificările care au survenit ca urmare a consultării descrise la pct.278, precum și măsurile de prevenire a întârzierilor și de reducere la minimum a impactului întârzierilor;

4) parametrii definiți la pct.250;

5) dacă ar fi necesar un orizont de timp extins în condiții excepționale pentru contractarea capacității pentru o perioadă suplimentară de până la 5 ani în plus față de alocarea de până la 15 ani de după începutul utilizării operaționale, în conformitate cu pct.291-296;

6) dacă este cazul, mecanismul alternativ de alocare propus, inclusiv justificarea acestuia în conformitate cu pct.292, precum și condițiile aprobate de OST pentru etapa obligatorie în conformitate cu pct.293;

7) în cazul în care pentru proiectul de capacitate incrementală este urmată o abordare privind un preț fix, elementele descrise la pct.291, subpunctul 2).

**282.** În termen de 6 luni de la primirea propunerii complete de proiect de către autoritățile naționale de reglementare competente, acestea publică decizii coordonate privind propunerea de proiect definită la pct.281, în una sau mai multe limbi oficiale ale Părții Contractante și, în măsura posibilului, în limba engleză. Aceste decizii trebuie să includă justificări. Autoritățile naționale de reglementare se informează reciproc în legătură cu primirea propunerii de proiect și cu integralitatea ei, pentru a determina începutul perioadei de 6 luni.

**283.** Atunci când pregătește decizia fiecare autoritate națională de reglementare ia în considerare punctele de vedere ale celorlalte autorități naționale de reglementare implicate. Autoritățile naționale de reglementare iau în considerare orice efecte dăunătoare asupra concurenței sau asupra funcționării eficiente a pieței interne a gazelor naturale asociată cu proiectele de capacitate incrementală.

**284.** În cazul în care o autoritate națională de reglementare relevantă aduce obiecții în legătură cu propunerea de proiect depusă, ea informează, cât mai curând posibil, celelalte autorități naționale de reglementare implicate. Într-o astfel de situație, toate autoritățile naționale de reglementare trebuie să ia toate măsurile rezonabile pentru a colabora și pentru a ajunge la un acord comun.

**285.** În cazul în care autoritățile naționale de reglementare relevante nu reușesc să ajungă la un acord privind mecanismul alternativ de alocare propus în termenul de 6 luni prevăzut la pct.282, Comitetului de reglementare al CE decide cu privire la mecanismul alternativ de alocare, care urmează să fie pus în aplicare, urmând procedura prevăzută la pct.128.

**286.** Odată cu publicarea deciziilor luate de autoritățile naționale de reglementare relevante, în conformitate cu pct.282 și nu mai târziu de 2 luni înainte de oferta de capacitate incrementală din cadrul licitației anuale a capacității anuale, OST publică un anunț comun în limba română și, după caz, în limba engleză, incluzând următoarele informații minime:

- 1) informațiile prevăzute la pct.281, astfel cum au fost aprobate de Agenție;
- 2) un model de contract (e) privind capacitatea oferită.

## Secțiunea 8

### Licitarea capacității incrementale

**287.** Sub rezerva finalizării etapelor prevăzute la pct.276-280, OST implicată oferă capacitatea incrementală împreună cu capacitatea disponibilă în cadrul licitației anuale a capacității anuale ca produse agregate standard în cadrul licitațiilor cu preț crescător în conformitate cu pct.209-230, în mod implicit, și în conformitate cu pct.143, 144, 242 și 243.

**288.** Licitările pentru nivelurile de ofertă respective se desfășoară în paralel și în mod independent unele de altele, în conformitate cu pct.209-230 și sub rezerva dispozițiilor pct.137. Se licitează doar nivelurile de ofertă coordonate.

**289.** Pentru a reduce la minimum posibilele prime de licitație și pentru a obține rezultate pozitive în urma testului economic pentru cel mai ridicat nivel de ofertă posibil, poate fi inițiată o nouă licitație, o singură dată și numai în cazul în care:

- 1) au existat cel puțin 2 niveluri de ofertă stabilite de OST înainte de începerea licitațiilor descrise la pct.289; și
- 2) cel puțin un nivel de ofertă a fost necâștigător și dacă el a înregistrat un rezultat negativ în urma testului economic; și
- 3) următorul nivel de ofertă mai mic al celui mai mic nivel de ofertă necâștigător a înregistrat rezultate pozitive în urma testului economic și a fost adjudecat cu o primă de licitație pentru cel puțin un PCS anuală.

În cazul în care aceste condiții sunt îndeplinite, noua licitație poate fi inițiată pentru cel mai mic nivel de ofertă necâștigător menționat la subpunctul 2).

**290.** În cazul în care noua licitație nu înregistrează un rezultat pozitiv în urma testului economic, rezultatele privind alocarea licitației inițiale menționate la pct.289, subpunctul 3) prevalează în conformitate cu pct.228 și 229.

## Secțiunea 9

### Principiile mecanismelor alternative de alocare a capacității

**291.** Un mecanism alternativ de alocare a capacității poate prevedea o perioadă de maximum 15 ani de la începerea utilizării operaționale. În cazul în care testul economic nu duce la rezultate pozitive pe baza rezervărilor pe 15 ani, Agenția are dreptul să extindă în mod excepțional termenul cu până la încă 5 ani.

**292.** Un mecanism alternativ de alocare a capacității poate fi utilizat numai dacă este aprobat de către Agenție, în cazul în care este rezonabil să se concluzioneze, în urma evaluării cererii de pe piață efectuate în temeiul pct.262-275 sau în urma consultării prevăzute la pct.278, potrivit căreia, licitația

cu preț crescător nu este potrivită și că proiectul de capacitate incrementală îndeplinește următoarele 2 condiții:

- 1) implică mai mult de 2 sisteme de intrare/ieșire, iar ofertele sunt solicitate pentru mai multe puncte de interconectare în cadrul procedurii de alocare;
- 2) se solicită oferte cu o durată mai mare de un an.

**293.** În cadrul unui mecanism alternativ de alocare, utilizatorii de sistem pot prezenta oferte condiționate obligatorii pentru contractarea capacității, sub rezerva îndeplinirii uneia sau mai multe dintre următoarele condiții specificate de OST în propunerea de proiect aprobată în conformitate cu pct.281:

- 1) angajamente care includ sau exclud angajamente în alte puncte de interconectare;
- 2) angajamente între mai multe PCS anuală într-un punct de interconectare;
- 3) angajamente condiționate de capacitatea alocată.

**294.** Mecanismul alternativ de alocare se aprobă de către Agenție, în conformitate cu pct.282. Mecanismul trebuie să fie transparent și nediscriminatoriu, dar el poate permite prioritizarea duratei de rezervare sau a ofertelor de capacitate pentru un PCS anuală.

**295.** În cazul în care se acordă prioritate termenului (perioadei) de rezervare sau ofertelor mai mari de capacitate, autoritățile naționale de reglementare decid să rezerveze cel puțin 10% din capacitatea tehnică și până la 20% din capacitatea tehnică pentru fiecare punct de interconectare, atunci când aplică pct.143. Capacitatea rezervată în acest mod este oferită în conformitate cu pct.142.

**296.** În cazul proiectelor de capacitate incrementală inițiate înainte de data intrării în vigoare a prezentului Cod, se aplică prevederile pct.262-295, cu excepția cazului în care aceste proiecte au primit aprobările aplicabile pentru alocarea capacității din partea autorităților naționale de reglementare competente înainte de expirarea a 4 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod.

## **CAPITOLUL VI CAPACITATE ÎNTRERUPTIBILĂ**

### **Secțiunea 1**

#### **Alocarea serviciilor întreruptibile**

**297.** OST oferă un produs de capacitate zilnică pentru capacitatea întreruptibilă acolo unde este posibil în ambele direcții, în punctele de interconectare în care respectivul PCS pentru capacitate fermă a fost epuizat pentru ziua următoare sau nu a fost oferit. În punctele de interconectare unidirecționale în care capacitatea fermă este oferită doar într-o singură direcție, OST oferă cel puțin un produs zilnic pentru capacitate întreruptibilă în direcția opusă.

**298.** În cazul în care se oferă capacitate întreruptibilă, acest fapt nu trebuie să afecteze oferta de capacitate fermă. OST nu rezervă capacitate care poate fi oferită drept capacitate fermă pentru a o oferi în calitate de capacitate întreruptibilă.

**299.** În măsura în care se oferă produse de capacitate întreruptibilă, altele decât produse zilnice, aceleași PCS pentru capacitatea fermă se aplică și pentru capacitatea întreruptibilă, în ceea ce privește durata produselor.

**300.** În măsura în care se oferă capacitate întreruptibilă, aceasta se alocă prin intermediul unui proces de licitație, cu excepția capacității întreruptibile intra-zilnice.

**301.** Capacitatea întreruptibilă intra-zilnică se alocă prin intermediul unei proceduri de supranominalizare.

**302.** Capacitatea întreruptibilă intra-zilnică se alocă numai atunci când capacitatea fermă, indiferent dacă este vorba despre capacitate tehnică sau capacitate suplimentară, este epuizată.

**303.** În cazul în care se organizează licitații pentru produse întreruptibile cu o durată mai mare decât cea intra-zilnică, OST publică volumele de capacitate întreruptibilă oferite, în cazul în care acestea sunt cunoscute, înainte de începerea procesului de licitație.

**304.** Dacă se oferă capacitate întreruptibilă, aceasta se alocă prin intermediul unei licitații separate după ce a fost alocată o capacitate fermă cu o durată echivalentă, dar înainte să înceapă licitația pentru capacitatea fermă cu o durată mai mică, cu excepția capacității întreruptibile intra-zilnice.

**305.** Dacă se oferă posibilitatea de derulare a unor licitații de capacitate întreruptibilă, acestea se desfășoară în conformitate cu aceleași principii de proiectare și cu aceeași frecvență ca și cele aplicate în cazul capacității ferme. Datele exacte pentru desfășurarea licitațiilor care vor fi utilizate în cazul licitațiilor capacității întreruptibile sunt prezentate în detaliu în calendarul licitației, cu excepția capacității întreruptibile intra-zilnice. Pentru licitațiile anuale ale capacității anuale, pentru toate licitațiile anuale ale capacității trimestriale și pentru toate licitațiile periodice ale capacității lunare, OST informează utilizatorii de sistem cu privire la capacitatea întreruptibilă care urmează să fie oferită cu o săptămână înainte de începerea licitației. În cazul în care o licitație de capacitate fermă nu s-a închis în ziua de începere stabilită pentru licitațiile întreruptibile, licitațiile de capacitate întreruptibilă se deschid cel târziu în următoarea zi lucrătoare după închiderea licitațiilor de capacitate fermă. În astfel de cazuri, orice modificare a volumelor oferite se notifică cu, cel puțin, 12 ore înainte de începerea licitației de capacitate întreruptibilă.

## Secțiunea 2

### Duratele minime ale întreruperilor

**306.** Capacitățile întreruptibile trebuie să aibă durate minime ale întreruperilor, care trebuie stabilite de comun acord de OST adiacenți.

Durata minimă a întreruperii pentru o oră gazieră dată este de 45 de minute, după inițierea ciclului de renominalizare pentru respectiva oră gazieră. În cazul în care 2 OST doresc să reducă durata întreruperilor, orice acord pe care OST îl încheie în acest sens face obiectul aprobării din partea Agenției.

**307.** OST care inițiază întreruperea informează OST adiacent. OST adiacenți informează cât mai curând posibil utilizatorii de sistem afectați, acordând însă o atenție corespunzătoare fiabilității informațiilor oferite.

## Secțiunea 3

### Ordinea stabilită a întreruperilor

**308.** Ordinea în care se efectuează întreruperile, în cazul în care totalul nominalizărilor depășește cantitatea de gaze naturale care poate trece printr-un anumit punct de interconectare, se stabilește în funcție de data încheierii contractelor privind prestarea serviciilor de transport pe o bază întreruptibilă. În cazul unei întreruperi, contractul privind prestarea serviciilor de transport care intră în vigoare mai devreme prevalează asupra contractelor privind prestarea serviciilor de transport care intră în vigoare mai târziu.

**309.** Dacă, după aplicarea procedurii prevăzute la pct.308, două sau mai multe nominalizări sunt clasificate la aceeași poziție în cadrul ordinii întreruperilor, iar OST nu le întrerupe pe toate, se aplică o reducere proporțională a acestor nominalizări specifice.

**310.** Pentru a ține cont de diferențele dintre diferitele servicii de capacitate întreruptibilă din cadrul Comunității Energetice, OST adiacenți pun în aplicare și coordonează procedurile comune prevăzute la prezenta Secțiune pentru fiecare punct de interconectare în parte.

**311.** OST trebuie să includă motivele întreruperilor fie direct în contractele pentru prestarea serviciului de transport de capacitate întreruptibilă, fie în clauzele și condițiile generale care reglementează aceste contracte. Drept motive de întrerupere pot servi calitatea gazelor naturale, presiunea, temperatura, structura fluxului, utilizarea contractelor de capacitate fermă, întreținerea, constrângerile din amonte sau din aval, obligațiile de serviciu public și gestionarea capacității ce derivă din procedurile de gestionare a congestiilor, fără însă a se limita la acestea.

## CAPITOLUL VII

### PLATFORMELE DE REZERVARE A CAPACITĂȚII

## Secțiunea 1

### Platformele de rezervare a capacității

**312.** OST oferă capacitate prin intermediul unei singure platforme de rezervare online comune sau prin intermediul unui număr limitat de astfel de platforme. OST pot exploata de sine stătător

aceste platforme sau o pot face prin intermediul unei părți stabilite de comun acord care, dacă este necesar, acționează în numele acestora în relația cu utilizatorii de sistem.

**313.** Platformele de rezervare comune aplică următoarele norme:

1) se aplică normele și procedurile privind oferirea și alocarea capacităților în conformitate cu Capitolul III din prezentul Titlu;

2) se acordă prioritate instituirii unui proces care să permită oferirea de capacitate fermă agregată în conformitate cu Capitolul IV din prezentul Titlu;

3) utilizatorilor de sistem li se oferă posibilitatea de a oferi și a obține capacitate secundară;

4) pentru a utiliza serviciile platformelor de rezervare, utilizatorii de sistem trebuie să acceseze și să respecte toate cerințele legale și contractuale aplicabile care le permit să rezerve și să utilizeze capacitate în rețeaua OST în temeiul unui contract privind prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale;

5) capacitatea disponibilă în orice punct de interconectare sau în orice punct de interconectare virtual este oferită prin intermediul unei singure platforme de rezervare, dar un OST poate oferi capacitate la diferite puncte de interconectare sau de puncte de interconectare virtuală, prin intermediul unor platforme de rezervare diferite.

**314.** În cazul în care alegerea unei platforme de rezervare la un punct de interconectare sau într-un punct de interconectare virtual a fost făcută fie de autoritățile naționale de reglementare ale OST adiacenți, fie de Comitetul de reglementare al CE, OST ajung la un acord contractual cu privire la utilizarea unei platforme de rezervare cel mai târziu până la finalul perioadei menționate în ultima propoziție de la pct.439, care a fost aleasă de autoritățile naționale de reglementare sau Comitetul de reglementare al CE. Dacă nu se ajunge la un acord contractual, se reia procedura stabilită la pct.439

**315.** Instituirea unei singure platforme de rezervare comune sau a unui număr limitat de astfel de platforme facilitează și simplifică rezervarea de capacitate în punctele de interconectare din întreaga Comunitate Energetică, acest lucru fiind în beneficiul utilizatorilor de sistem.

**316.** Referitor la creșterile capacității tehnice, rezultatele alocărilor sunt publicate pe platforma de rezervare care este utilizată pentru scoaterea la licitație a capacității existente, iar referitor la noua capacitate creată, acolo unde în prezent nu există niciuna, rezultatele alocărilor sunt publicate pe o platformă de rezervare comună asupra căreia au convenit OST relevanți.

**317.** Agenția și OST prezintă informațiile solicitate de Consiliul de reglementare al CE în activitatea sa de evaluare și monitorizare.

## TITLUL V STRUCTURILE TARIFARE ARMONIZATE PENTRU TRANSPORTUL GAZELOR NATURALE

### CAPITOLUL I

#### Secțiunea 1

**318.** Prezentul Titlu stabilește normele privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor naturale, inclusiv norme privind aplicarea metodei de calculare a prețurilor de referință, cerințele conexe în materie de consultare și de publicare, precum și norme privind calcularea prețurilor de rezervă pentru PCS.

**319.** Prezentul Titlu se aplică tuturor punctelor de intrare și tuturor punctelor de ieșire ale rețelelor de transport al gazelor naturale, cu excepția Capitolelor III, V și VI, pct.403-406, 413, 414 și a capitolului IX din prezentul Titlu, care se aplică numai punctelor de interconectare. Capitolele III, V și VI, pct.403-406 și Capitolul IX din prezentul Titlu se aplică punctelor de intrare spre țările terțe sau punctelor de ieșire către țările terțe sau ambelor tipuri de puncte, în cazul în care Agenția ia decizia de a aplica la punctele respective, Titlul IV din prezentul Cod.

#### Secțiunea 2 Serviciile de transport, alte servicii decât cele de transport și tarifele pentru acestea

*[Denumirea secțiunii 2 în redacția Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**320.** Un anumit serviciu este considerat un serviciu de transport al gazelor naturale dacă sunt îndeplinite criteriile de mai jos:

1) costurile aferente serviciului respectiv sunt influențate de următorii factori de cost: capacitatea tehnică sau capacitatea contractată prognozată și distanța;

2) costurile serviciului respectiv sunt legate de investițiile în infrastructura care face parte din baza reglementată a activelor pentru prestarea serviciilor de transport, precum și de funcționarea acestei infrastructuri.

**321.** Dacă oricare dintre criteriile stabilite la pct.320 nu sunt îndeplinite, un serviciu poate fi considerat un serviciu de transport, fie un alt serviciu decât de transport, în funcție de rezultatele consultării periodice efectuate de către Agenție sau de către OST desemnat de Agenție, în conformitate pct.395-419.

*[Pct.321 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**322.** Tarifele pentru serviciul de transport pot fi stabilite astfel încât să țină cont de condițiile aplicabile produselor de capacitate fermă.

**323.** Venitul reglementat al OST pentru serviciul de transport al gazelor naturale se obține prin aplicarea tarifului pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazat pe capacitate.

**324.** Ca excepție, în baza Hotărârii ANRE, o parte din venitul din prestarea serviciului de transport al gazelor naturale poate fi obținut prin aplicarea tarifelor volumetrice, care sunt calculate separat unele de altele:

1) o plată bazată pe flux, care trebuie să respecte următoarele criterii:

a) este percepută în vederea acoperirii costurilor generate în principal de fluxul de gaze naturale;

b) este calculată pe baza fluxurilor de gaze naturale prognozate sau istorice ori pe baza ambelor tipuri de fluxuri și este stabilită în așa fel încât să fie aceeași la toate punctele de intrare și la toate punctele de ieșire;

c) este exprimată în termeni monetari sau în natură;

2) o plată complementară pentru recuperarea veniturilor, care trebuie să respecte următoarele criterii:

a) este percepută în scopul gestionării recuperării parțiale sau în exces a veniturilor;

b) este calculată pe baza alocărilor de capacitate și a fluxurilor prognozate sau istorice ori pe baza ambelor;

c) este aplicată la alte puncte decât la punctele de interconectare;

d) este aplicată după ce Agenția a realizat o evaluare în ce măsură plata respectivă reflectă costurile și impactul ei asupra subvențiilor încrucișate între punctele de interconectare și alte puncte decât punctele de interconectare.

**325.** Venitul din prestarea altor servicii decât cele de transport se recuperează prin alte tarife decât cele de transport, aplicabile pentru un anumit serviciu care nu este un serviciu de transport. Aceste tarife trebuie:

1) să reflecte costurile, să fie nediscriminatorii, obiective și transparente;

2) să fie facturate beneficiarilor unui anumit serviciu, altul decât serviciile de transport, în scopul reducerii la minimum a subvențiilor încrucișate între utilizatori de sistem dintr-o Parte Contractantă sau din afara acestuia".

*[Pct.325 în redacția Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**326.** Dacă, potrivit Agenției un anumit serviciu aduce beneficii tuturor utilizatorilor de sistem, costurile aferente serviciului respectiv se recuperează de la toți utilizatorii de sistem.

### Secțiunea 3

#### Evaluarea alocării costurilor

**327.** Agenția sau OST desemnat de Agenție efectuează următoarele evaluări și le publică în cadrul consultării finale menționate la pct.394-399:

1) o evaluare a alocării costurilor referitoare la venitul aferent serviciilor de transport, care trebuie recuperat prin tarife pentru serviciul de transport bazate pe capacitate și care se bazează exclusiv pe

următorii factori de cost:

- capacitatea tehnică; sau
- capacitatea contractată prognozată; sau
- capacitatea tehnică și distanța; sau
- capacitatea contractată prognozată și distanța.

2) o evaluare a alocării costurilor referitoare la venitul aferent serviciilor de transport, care trebuie recuperat prin tarife volumetrice, dacă este cazul, și care se bazează exclusiv pe următorii factori de cost:

- volumul fluxurilor de gaze naturale; sau
- volumul fluxurilor de gaze naturale și distanța.

**328.** Evaluările alocării costurilor indică nivelul subvențiilor încrucișate între utilizarea rețelei în interiorul sistemului și utilizarea rețelei între sisteme pe baza metodei de calculare a prețurilor de referință.

**329.** Evaluarea alocării costurilor, menționată la pct.328, se realizează după cum urmează:

1) venitul bazat pe capacitate, aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei în interiorul sistemului, atât în toate punctele de intrare, cât și în toate punctele de ieșire, se împarte la valoarea factorilor de cost relevanți privind capacitatea pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului, pentru a calcula rata capacității în interiorul sistemului ( **$Rata_{cap}^{Int}$** ), care este definită ca unitate monetară per unitate de măsură, de exemplu în MDL sau EURO per MWh/zi, în conformitate cu următoarea formulă:

$$Rata_{cap}^{Int} = \frac{V_{cap}^{Int}}{Cost_{cap}^{Int}}$$

unde:

**$VT_{cap}^{Int}$**  reprezintă venitul, în MDL sau EURO, care se obține din tarifele pentru capacitate și se facturează pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului;

**$Cost_{cap}^{Int}$**  reprezintă valoarea factorilor de cost ce țin de capacitate pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului, de exemplu suma capacităților zilnice medii prognozate, contractate în fiecare punct sau grup de puncte de intrare din interiorul sistemului și în fiecare punct sau grup de puncte de ieșire din interiorul sistemului, și este definită printr-o unitate de măsură, de exemplu **MWh/zi**.

2) venitul bazat pe capacitate aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei între sisteme, atât în toate punctele de intrare, cât și în toate punctele de ieșire, se împarte la valoarea factorilor de cost privind capacitatea pentru utilizarea rețelei între sisteme, pentru a calcula rata capacității între sisteme, în MDL sau EURO **per MWh/zi**, în conformitate cu următoarea formulă:

$$Rata_{cap}^{cross} = \frac{VT_{cap}^{cross}}{Cost_{cap}^{cross}}$$

unde:

**$VT_{cap}^{cross}$**  reprezintă venitul în MDL sau EURO care se obține din tarifele bazate pe capacitate și se facturează pentru utilizarea rețelei între sisteme;

**$Cost_{cap}^{cross}$**  reprezintă valoarea factorilor de cost ce țin de capacitate pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemelor, de exemplu suma capacităților zilnice medii prognozate, contractate în fiecare punct sau grup de puncte de intrare și de ieșire între sisteme, și este definită printr-o unitate de măsură, de exemplu **MWh/zi**;

3) indicele de comparație a alocării costurilor aferente capacității dintre ratele menționate la subpunctul 1 și 2, definit în procente, se calculează în conformitate cu următoarea formulă:



$$I_{cap}^{comp} = \frac{2 \times |Rata_{cap}^{Int} - Rata_{cap}^{cross}|}{Rata_{cap}^{Int} + Rata_{cap}^{cross}} \times 100\%$$

**330.** Evaluarea alocării costurilor menționată la pct.327, subpunctul 2) se realizează după cum urmează:

1) venitul bazat pe produsul aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei în interiorul sistemului, atât în toate punctele de intrare, cât și în toate punctele de ieșire, se împarte la valoarea factorului (factorilor) de cost ce țin de produse pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului, pentru a calcula rata produselor în interiorul sistemului, care este definită ca unitate monetară per unitate de măsură, de exemplu MDL sau EURO per MWh, în conformitate cu următoarea formulă:

$$Rata_{prod}^{Int} = \frac{VT_{prod}^{Int}}{Cost_{prod}^{Int}}$$

unde:

$VT_{prod}^{Int}$  reprezintă venitul, în MDL sau EURO, care se obține din tarifele volumetrice și se facturează pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului;

$Cost_{prod}^{Int}$  reprezintă valoarea factorilor de cost ce țin de produse pentru utilizarea rețelei în interiorul sistemului, de exemplu suma fluxurilor zilnice contractate medii prognozate în fiecare punct sau grup de puncte de intrare și de ieșire în interiorul sistemului, și este definit printr-o unitate de măsură, de exemplu MWh;

2) venitul bazat pe produsul aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei între sisteme, atât în toate punctele de intrare, cât și în toate punctele de ieșire, se împarte la valoarea factorilor de cost ce țin de produse pentru utilizarea rețelei între sisteme, pentru a calcula rata produselor între sisteme, care este definită ca unitate monetară per unitate de măsură, în MDL sau EURO per MWh, în conformitate cu următoarea formulă:

$$Rata_{prod}^{cross} = \frac{VT_{prod}^{cross}}{Cost_{prod}^{cross}}$$

unde:

$VT_{prod}^{cross}$  reprezintă venitul, în MDL, care se obține din tarifele volumetrice și se facturează pentru utilizarea rețelei între sisteme;

$FC_{prod}^{cross}$  este valoarea factorilor de cost ce țin de produse pentru utilizarea rețelei între sisteme, de exemplu suma fluxurilor zilnice medii contractate prognozate în fiecare punct sau grup de puncte de intrare și de ieșire între sisteme, și este definită printr-o unitate de măsură, de exemplu MWh;

3) indicele de comparație a alocării costurilor aferente produselor  $I_{prod}^{comp}$  dintre ratele menționate la subpunctele 1) și 2), definit în procente, se calculează în conformitate cu următoarea formulă:

$$I_{prod}^{comp} = \frac{2 \times |Rata_{prod}^{Int} - Rata_{prod}^{cross}|}{Rata_{prod}^{Int} + Rata_{prod}^{cross}} \times 100\%$$



**331.** Venitul din prestarea serviciului de transport al gazelor naturale care trebuie obținut din utilizarea rețelei în interiorul sistemului în punctele de intrare menționate la pct.329, subpunctul 1) și pct.330, subpunctul 1) se calculează după cum urmează:

1) capacitatea alocată sau, respectiv, al fluxurilor atribuite prestării serviciilor de transport utilizatorilor de sistem transfrontalieri în toate punctele de intrare este considerat a fi egal cu capacitatea sau, respectiv, fluxurile atribuite prestării serviciilor de transport pentru utilizarea rețelei între sisteme în toate punctele de ieșire;

2) capacitatea și, respectiv, fluxurile, determinate în conformitate cu subpunctul 1), se utilizează pentru a calcula venitul aferent serviciilor de transport care trebuie obținut din utilizarea rețelei între sisteme la punctele de intrare;

3) diferența dintre venitul total aferent serviciilor de transport care trebuie obținut în punctele de intrare și valoarea rezultată menționată la subpunctul 2) este egală cu venitul aferent serviciilor de transport care se obține din utilizarea rețelei în interiorul sistemului în punctele de intrare.

**332.** În cazul în care distanța este utilizată ca factor de cost în combinație cu capacitatea tehnică sau contractată prognozată sau cu fluxuri, se utilizează distanța medie ponderată bazată pe capacitate sau, respectiv, distanța medie ponderată bazată pe volum. În cazul în care rezultatele indicilor de comparație al alocării costurilor aferente capacității sau, respectiv, produselor menționate la pct.330, subpunctul 3) sau, respectiv, la pct.331, subpunctul 3) depășesc 10%, Agenția prezintă justificarea acestor rezultate în Hotărârea menționată la pct.402.

## **CAPITOLUL II METODE DE CALCULARE A PREȚURILOR DE REFERINȚĂ**

### **Secțiunea 1**

#### **Aplicarea metodei de calculare a prețurilor de referință**

**333.** Metoda de calculare a prețurilor de referință este parte componentă a Metodologiei de aprobare și aplicare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobată de către Agenție, în conformitate cu pct.400-417 (Secțiunea 2, Capitolul 7 din prezentul Titlu). Metoda de calculare a prețurilor de referință urmează să fie aplicată în funcție de rezultatele consultărilor periodice desfășurate în conformitate cu pct.394-399 (Secțiunea 1, Capitolul 7 din prezentul Titlu) conform Hotărârii ANRE.

**334.** Aplicarea metodei de calculare a prețurilor de referință permite calcularea unui preț de referință.

**335.** În toate punctele de intrare și de ieșire dintr-un sistem de intrare/ieșire se aplică aceeași metodă de calculare a prețurilor de referință, sub rezerva excepțiilor prevăzute la Secțiunea 5 din prezentul Capitol.

**336.** Aplicarea metodei de calculare a prețurilor de referință în toate punctele de intrare și de ieșire poate fi ajustată numai în conformitate cu pct.341-342 sau ca urmare a uneia sau a mai multe dintre următoarele măsuri:

1) efectuarea unei evaluări comparative de către Agenție prin care prețurile de referință dintr-un anumit punct de intrare sau de ieșire sunt ajustate, astfel încât valorile rezultate să atingă nivelul competitiv al prețurilor de referință;

2) aplicarea de către OST a aceluiași preț de referință în unele puncte sau în toate punctele dintr-un grup omogen de puncte;

3) efectuarea de OST a unei reclasificări prin care prețurile de referință din toate punctele de intrare sau din toate punctele de ieșire ori din ambele tipuri de puncte să fie ajustate fie prin înmulțirea valorilor lor cu o constantă, fie prin adunarea sau scăderea din valorile lor a unei constante.

### **Secțiunea 2**

#### **Alegerea unei metode de calculare a prețurilor de referință**

**337.** Metodologia de aprobare și aplicare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale care include metoda de calculare a prețurilor de referință trebuie să respecte dispozițiile articolului 99 din Legea nr.108/2016, cerințele expuse în continuare, și are drept scop:

- 1) de a permite utilizatorilor de sistem să reproducă calculul prețurilor de referință și previzibilitatea exactă a acestora;
- 2) de a lua în considerare costurile reale suportate pentru prestarea serviciului de transport, având în vedere complexitatea rețelei de transport;
- 3) de a asigura nediscriminarea și de a preveni subvenționarea încrucișată nejustificată, inclusiv prin faptul că ține cont de evaluările alocării costurilor prevăzute la pct.341-353 (Secțiunea 5, Capitolul 1 din prezentul Titlu);
- 4) de a garanta că nu li se atribuie consumatorilor finali din cadrul unui sistem de intrare/ieșire un risc semnificativ în materie de volum legat în special de transportul în cadrul aceluși sistem de intrare/ieșire;
- 5) de a garanta că prețurile de referință rezultate nu distorsionează comerțul transfrontalier.

### Secțiunea 3

#### Metoda de calculare a prețurilor de referință în funcție de distanța medie ponderată bazată pe capacitate

**338.** Metoda de calculare a prețurilor de referință în funcție de distanța medie ponderată bazată pe capacitate trebuie să respecte următorii parametri:

- 1) partea din venitul aferent serviciilor de transport care trebuie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate;
- 2) capacitatea contractată prognozată în fiecare punct de intrare sau într-un grup de puncte de intrare și în fiecare punct de ieșire sau într-un grup de puncte de ieșire;
- 3) în cazul în care punctele de intrare și punctele de ieșire pot fi combinate într-un scenariu de flux relevant, distanța cea mai scurtă a rutelor prin rețelele de transport dintre un punct de intrare sau un grup de puncte de intrare și un punct de ieșire sau un grup de puncte de ieșire;
- 4) combinațiile de puncte de intrare și puncte de ieșire, în cazul în care unele puncte de intrare și unele puncte de ieșire pot fi combinate într-un scenariu de flux;
- 5) raportul intrare/ieșire menționat la pct.409, subpunctul 5) lit.b) este de **50/50**.

**339.** În cazul în care punctele de intrare și punctele de ieșire nu pot fi combinate într-un scenariu de flux, această combinație de puncte de intrare și de ieșire nu se ia în calcul.

**340.** Prețurile de referință se determină în conformitate cu următoarele etape consecutive:

- 1) se calculează distanța medie ponderată pentru fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare și pentru fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire, luând în considerare, după caz, combinațiile menționate la pct.338, subpunctul 4), în conformitate cu formulele corespunzătoare de mai jos:

- a) Distanța medie ponderată pentru un punct de intrare sau un grup de puncte de intrare, în anul

de reglementare "*n*" ( $DM_n^I$ ) reprezintă suma produselor dintre capacitatea în fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire și distanța dintre punctul de intrare sau grupul de puncte de intrare respectiv și fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire, raportată la suma capacităților în fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire. Astfel, pentru un punct de intrare sau un grup de puncte de intrare :

$$DM_n^I = \frac{\sum_{tot E} CAP_n^E \times D_n^{I,E}}{\sum_{tot E} CAP_n^E} \quad (1)$$

unde:

$CAP_n^E$  – capacitatea prognozată care urmează a fi contractată în anul de reglementare "*n*" într-un punct de ieșire sau un grup de puncte de ieșire ;

$D_n^{I,E}$  – distanța dintre un anumit punct de intrare sau un grup de puncte de intrare și un punct de ieșire dat sau un grup de puncte de ieșire, menționate în pct.338, subpunctul 4).

b) Distanța medie ponderată pentru un punct de ieșire sau un grup de puncte de ieșire, în anul de reglementare "n" ( $DM_n^E$ ) reprezintă suma produselor dintre capacitatea în fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare și distanța dintre fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare și respectivul punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire, raportată la suma capacităților în fiecare punct de intrare sau grup de puncte de intrare. Astfel, pentru un punct de ieșire sau un grup de puncte de ieșire :

$$DM_n^E = \frac{\sum_{tot I} CAP_n^I \times D_n^{I,E}}{\sum_{tot I} CAP_n^I} \quad (2)$$

unde :

$CAP_n^I$  – capacitatea prognozată care urmează a fi contractată în anul de reglementare "n" într-un punct de intrare sau un grup de puncte de intrare.

2) Se calculează ponderea fiecărui punct de intrare sau fiecărui grup de puncte de intrare și fiecărui punct de ieșire sau fiecărui grup de puncte de ieșire din venitul total reglementat în conformitate cu următoarele formule:

$$Pc_n^I = \frac{CAP_n^I \times DM_n^I}{\sum_{tot I} CAP_n^I \times DM_n^I} \quad (3)$$

$$Pc_n^E = \frac{CAP_n^E \times DM_n^E}{\sum_{tot E} CAP_n^E \times DM_n^E} \quad (4)$$

unde:

$Pc_n^I$  – ponderea unui anumit punct de intrare sau unui grup de puncte de intrare din venitul total reglementat în anul de reglementare "n";

$Pc_n^E$  – ponderea unui anumit punct de ieșire sau unui grup de puncte de ieșire din venitul total reglementat în anul de reglementare "n".

3) Se determină partea din venitul aferent serviciilor de transport care urmează să fie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și partea din venitul aferent serviciilor de transport care urmează să fie recuperată din tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire prin aplicarea raportului intrare/ieșire din venitul total reglementat;

4) Se calculează partea din venitul aferent serviciilor de transport care urmează să fie obținută prin aplicarea tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate, în fiecare punct de intrare sau în fiecare grup de puncte de intrare și pentru fiecare punct de ieșire sau grup de puncte de ieșire, conform formulelor:

$$VT_n^I = Pc_n^I \times VT_n^{\sum I} \quad (8)$$

$$VT_n^E = Pc_n^E \times VT_n^{\sum E} \quad (9)$$

unde:

$VT_n^I$  – partea din venitul aferent serviciilor de transport al gazelor naturale care urmează să fie obținută, în anul de reglementare "n", prin aplicarea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate într-un punct de intrare sau într-un grup de puncte de intrare;

$VT_n^E$  – partea din venitul aferent serviciilor de transport care urmează să fie obținută, în anul de reglementare "n", din aplicarea tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate într-un punct de ieșire sau într-un grup de puncte de ieșire.

5) Se determină prețurile de referință prin împărțirea valorilor rezultate menționate la subpunctul 4) la capacitatea prognozată care urmează a fi contractată în fiecare punct de intrare sau în fiecare grup de puncte de intrare și în fiecare punct de ieșire sau în fiecare grup de puncte de ieșire, în conformitate cu formulele corespunzătoare de mai jos:

$$P_n^I = \frac{VT_n^I}{CAP_n^I} \quad (10)$$

$$P_n^E = \frac{VT_n^E}{CAP_n^E} \quad (11)$$

unde:

$P_n^I$  – prețul de referință într-un punct de intrare sau în fiecare punct de intrare dintr-un grup de puncte de intrare;

$P_n^E$  – prețul de referință într-un punct de ieșire sau în fiecare punct de ieșire dintr-un grup de puncte de ieșire.

#### Secțiunea 4

##### Ajustarea tarifelor în punctele de intrare spre depozitele de stocare și în punctele de ieșire dinspre acestea și în punctele de intrare spre instalațiile GNL și infrastructurile care pun capăt izolării

**341.** Tarifelor pentru serviciul de transport bazate pe capacitate li se aplică, în punctele de intrare spre depozitele de stocare și în punctele de ieșire dinspre acestea, o reducere de cel puțin 50%, cu excepția cazului și în măsura în care un depozit de stocare care este conectat la mai multe rețele de transport sau de distribuție este utilizat pentru a concura cu un punct de interconectare.

**342.** La punctele de intrare spre instalațiile GNL și la punctele de intrare spre și de ieșire către infrastructurile dezvoltate cu scopul de a pune capăt izolării Părților Contractante în ceea ce privește sistemele lor de transport de gaze naturale, se poate aplica o reducere a tarifelor respective pentru serviciul de transport bazate pe capacitate în scopul sporirii securității aprovizionării.

#### Secțiunea 5

##### Norme privind sistemele de intrare /ieșire dintr-o Parte Contractantă în care sunt activi doi sau mai mulți OST

**343.** În conformitate cu pct.335, toți OST din cadrul unui sistem de intrare/ieșire dintr-o Parte Contractantă aplică aceeași metodă de calculare a prețurilor de referință.

**344.** Ca o excepție de la pct.343 și în conformitate cu pct.345, Agenția are dreptul să decidă:

1) ca fiecare OST din cadrul unui sistem de intrare/ieșire să aplice separat aceeași metodă de calculare a prețurilor de referință;

2) ca o excepție de la pct.335, în momentul planificării fuziunii sistemelor de intrare/ieșire, cu privire la etapele intermediare care permit aplicarea separată a diferitelor metode de calculare a prețurilor de referință de către fiecare OST din cadrul sistemelor de intrare/ieșire. Această decizie stabilește perioada de aplicare a etapelor intermediare. Înainte de implementarea acestor etape intermediare, Agenția sau OST, desemnat de Agenție, efectuează o evaluare a impactului și o analiză cost-beneficiu.

**345.** Ca urmare a aplicării separate a metodelor diferite de calculare a prețurilor de referință, venitul aferent serviciilor de transport ale OST implicați se ajustează în consecință.

**346.** Pentru a permite aplicarea corespunzătoare, în comun, a aceleiași metode de calculare a prețurilor de referință, poate fi instituit un mecanism eficace de compensare între OST.

**347.** Decizia menționată la pct.344, subpunctul 1) sau, respectiv, la pct.344, subpunctul 2) poate fi luată în cazul în care sunt îndeplinite următoarele condiții:

1) se instituie un mecanism eficace de compensare între OST, care are drept scop:

a) să prevină efectele negative asupra venitului aferent serviciilor de transport ale OST implicați;

b) să evite subvenționarea încrucișată între utilizarea rețelei în interiorul sistemului și utilizarea rețelei între sisteme;

2) prin această aplicare separată se asigură faptul că costurile corespund celor aplicate de un OST eficient.

**348.** Perioada maximă stabilită în decizia menționată la pct.344, subpunctul 1) sau, respectiv, la pct.344, subpunctul 2) trebuie să fie de cel mult 5 ani. Cu suficient timp înainte de data stabilită în Hotărârea respectivă, Agenția poate decide să amâne această dată.

**349.** În paralel cu consultarea finală prevăzută în pct.394-399 (Secțiunea 1, Capitolul 7 din prezentul Titlu), Agenția efectuează o *consultare* cu privire la principiile unui mecanism eficace de compensare între OST, precum cel menționat la pct.346, și la consecințele acestuia asupra nivelurilor de tarife. Mecanismul de compensare între OST se aplică de către Agenție și se publică împreună cu rezultatele consultării.

**350.** Prețul de rezervă menționat la pct.388, subpunctul 1) se calculează în conformitate cu dispozițiile Secțiunii respective. În cazul în care se aplică pct.344, se efectuează următoarele 2 calcule:

1) fiecare OST implicat efectuează calculul prevăzut la pct.388;

2) media ponderată a valorilor rezultate menționate la subpunctul 1) se calculează în conformitate cu formula prevăzută la pct.388, subpunctul 2), *mutatis mutandis*.

**351.** Consultarea finală menționată la pct.394-399 (Secțiunea 1, Capitolul 7 din prezentul Titlu) se efectuează de către toți OST, în comun, sau de către Agenție. În cazul în care se aplică pct.343, această consultare trebuie efectuată de către fiecare OST, în mod separat, sau de către Agenție, în conformitate cu Hotărârea ANRE.

**352.** Informațiile menționate la pct.407-411 (Secțiunea 1, Secțiunea 2, Capitolul VIII din prezentul Titlu) se publică la un nivel agregat pentru toți OST implicați. În cazul în care se aplică pct.344 se iau următoarele 2 măsuri:

1) informațiile respective sunt publicate în mod individual pentru fiecare OST implicat;

2) informațiile cu privire la raportul intrare/ieșire menționat la pct.409, subpunctul 5), lit.b) pentru sistemul de intrare/ieșire sunt publicate de către Agenție.

**353.** În cazul în care într-un sistem de intrare/ieșire care include 2 sau mai multe Părți contractante sau includ Părți contractante și state membre în care sunt activi 2 sau mai mulți OST, poate fi aplicată, în comun sau în mod separat, aceeași metode de calculare a prețurilor de referință sau pot fi aplicate separat diferite metode de calculare a prețurilor de referință.

## **CAPITOLUL III PREȚURILE DE REZERVĂ**

### **Secțiunea 1**

#### **Dispoziții generale**

**354.** În cazul PCS anuală pentru capacitate fermă, prețurile de referință se utilizează ca prețuri de rezervă. În cazul PCS non-anuală pentru capacitate fermă, prețurile de rezervă se calculează în conformitate cu prezentul Capitol. În cazul PCS, atât anuală, cât și non-anuală pentru capacitate întreruptibilă, prețurile de rezervă se calculează în conformitate cu prezentul Capitol. Nivelul coeficienților de multiplicare și al coeficienților sezonieri, stabilit în conformitate cu pct.357-358, precum și nivelul reducerilor pentru PCS pentru capacitate întreruptibilă, stabilit în conformitate cu pct.366-370, pot fi diferite în punctele de interconectare.

**355.** În cazul în care perioada tarifară nu coincide cu anul gazier, pot fi aplicate prețuri de rezervă separate, respectiv:

1) pentru perioada cuprinsă între data de 1 octombrie și sfârșitul perioadei tarifare în curs; și

2) pentru perioada cuprinsă între începutul perioadei tarifare care urmează după perioada tarifară în curs și data de 30 septembrie.

**356.** Prețurile de rezervă publicate în conformitate cu pct.408-411, sunt obligatorii pentru anul gazier următor sau pentru perioada ulterioară anului gazier următor, în cazul prețului de plătit fix, și prețului de după licitația anuală a capacității anuale, cu excepția cazului în care:

1) reducerile pentru PCS anuală sau lunară pentru capacitate întreruptibilă sunt recalulate în cursul perioadei tarifare, dacă probabilitatea de întrerupere menționată la pct.366-370 se modifică cu peste 20%;

2) prețul de referință este recalculat în cursul perioadei tarifare din cauza unor circumstanțe excepționale în care neajustarea tarifelor ar periclita activitatea OST.

## Secțiunea 2

### Nivelul coeficienților de multiplicare și al coeficienților sezonieri

**357.** Nivelul coeficienților de multiplicare trebuie să se înscrie în următoarele intervale:

1) pentru PCS trimestrială și pentru PCS lunară, nivelul coeficientului de multiplicare trebuie să fie mai mare sau egal cu 1, dar maximum 1,5;

2) pentru PCS zilnică și pentru PCS intra-zilnică, nivelul coeficientului de multiplicare trebuie să fie mai mare sau egal cu 1, dar maximum 3. În anumite cazuri justificate corespunzător, nivelul coeficienților de multiplicare respectivi poate fi mai mic de 1, dar mai mare de 0, sau mai mare de 3.

**358.** În cazul în care se aplică coeficienți sezonieri, media aritmetică pentru întregul an gazier, a produselor dintre coeficientul de multiplicare aplicabil pentru respectivul PCS și coeficienții sezonieri relevanți trebuie să se înscrie în același interval ca cel stabilit la pct.357 pentru nivelul multiplicatorilor corespunzători.

## Secțiunea 3

### Calcularea prețurilor de rezervă pentru PCS non-anuală pentru capacitate fermă în absența coeficienților sezonieri

**359.** Prețurile de rezervă pentru PCS non-anuală pentru capacitate fermă se calculează după cum urmează:

1) pentru PCS trimestrială, pentru PCS lunară și pentru PCS zilnică, în conformitate cu formula de mai jos:

$$P_n^{st} = \frac{CM \times P_n^{I,E}}{365} \times Dz_n \quad (12)$$

unde:

$P_n^{st}$  – prețul de rezervă pentru PCS respectiv în anul de reglementare "n";

$P_n^{I,E}$  – nivelul coeficientului de multiplicare corespunzător PCS;

CM – prețul de referință;

$Dz_n$  – durata PCS respectiv exprimată în zile gaziere.

Formula se ajustează pentru anii bisecți, numărul 365 fiind înlocuit cu numărul 366.

2) pentru PCS intra-zilnică, în conformitate cu următoarea formulă:

$$P_n^{st} = \frac{CM \times P_n^{I,E}}{8760} \times Dh_n \quad (13)$$

unde:

$Dh_n$  – durata PCS pe parcursul zilei, exprimat în ore.

Formula se ajustează pentru anii bisecți, numărul 8760 fiind înlocuit cu numărul 8784.

## Secțiunea 4

### Calcularea prețurilor de rezervă pentru PCS non-anuală

**pentru capacitate fermă cu ajutorul coeficienților sezonieri**

**360.** Dacă se aplică coeficienți sezonieri, prețurile de rezervă pentru PCS non-anuală pentru capacitate fermă se calculează în conformitate cu formulele stabilite la pct.359, după care se înmulțesc cu coeficientul sezonier corespunzător, calculat în conformitate cu pct.361-365.

**361.** Metoda de calcul stabilită la pct.362 se bazează pe fluxurile prognozate. În cazul în care volumul de gaze naturale pentru cel puțin o lună este egal cu 0, atunci, metoda se bazează pe capacitatea contractată prognozată.

**362.** Pentru PCS lunară pentru capacitate fermă, coeficienții sezonieri se calculează respectând următoarele etape consecutive:

1) pentru fiecare lună dintr-un anumit an gazier, utilizarea sistemului de transport se calculează pe baza fluxurilor prognozate sau a capacității contractate prognozate, în baza:

a) datelor privind punctul de interconectare individual, în cazul în care coeficienții sezonieri sunt calculați pentru fiecare punct de interconectare;

b) datelor medii privind fluxurile prognozate sau capacitatea contractată prognozată, în cazul în care coeficienții sezonieri sunt calculați pentru unele puncte de interconectare sau pentru toate.

2) valorile ce rezultă menționate la subpunctul 1) se adună;

3) rata de utilizare se calculează prin împărțirea fiecăreia dintre valorile rezultate menționate la subpunctul 1) la valorile rezultate menționate la subpunctul 2);

4) fiecare dintre valorile rezultate menționate subpunctul 3) se înmulțește cu 12. În cazul în care valorile rezultate sunt egale cu 0, ele trebuie ajustate la cea mai mică dintre următoarele valori: 0,1 sau cea mai mică dintre valorile rezultate diferită de 0;

5) nivelul inițial al coeficienților sezonieri respectivi se calculează prin ridicarea fiecăreia dintre valorile rezultate menționate la subpunctul 4) la aceeași putere, cuprinsă între 0 și 2;

6) se calculează media aritmetică a produselor dintre valorilor rezultate menționate la subpunctul 5) și coeficientul de multiplicare pentru PCS lunară;

7) valoarea rezultată menționată la subpunctul 6) se compară cu intervalul menționat la pct.357, după cum urmează:

a) dacă valoarea respectivă se înscrie în acest interval, că nivelul coeficienților sezonieri este egal cu valorile rezultate corespunzătoare menționate la subpunctul 5);

b) dacă valoarea respectivă nu se înscrie în acest interval, se aplică subpunctul 8);

8) nivelul coeficienților sezonieri se calculează ca fiind produsul dintre valorile corespunzătoare ce rezultă, menționate la subpunctul 5) și coeficientul de corecție calculat după cum urmează:

a) dacă valoarea care rezultă din subpunctul 6) este mai mare de 1,5, coeficientul de corecție se calculează prin împărțirea lui 1,5 la valoarea respectivă;

b) dacă valoarea care rezultă din subpunctul 6) este mai mică de 1, coeficientul de corecție se calculează prin împărțirea lui 1 la valoarea respectivă.

**363.** Pentru PCS zilnică pentru capacitate fermă și pentru PCS intra-zilnică pentru capacitate fermă, coeficienții sezonieri se calculează respectând etapele stabilite la pct.362, subpunctul 6)-8), mutatis mutandis.

**364.** Pentru PCS trimestrială pentru capacitate fermă, coeficienții sezonieri se calculează respectând următoarele etape consecutive:

1) nivelul inițial al coeficienților sezonieri respectivi se calculează într-unul dintre următoarele moduri:

a) ca medie aritmetică a coeficienților sezonieri corespunzători, aplicabili pentru cele 3 luni relevante;

b) ca valoare cuprinsă între nivelul cel mai redus și nivelul cel mai ridicat al respectivilor coeficienți sezonieri aplicabili celor 3 luni relevante;

2) etapele stabilite la pct.362, subpunctul 6)-8) se realizează, mutatis mutandis, utilizându-se valorile rezultate menționate la subpunctul 1).

**365.** Pentru PCS non-anuală pentru capacitate fermă, valorile rezultate din calculele menționate la pct.362-364 pot fi rotunjite în sus sau în jos.

**Secțiunea 5****Calcularea prețurilor de rezervă pentru PCS pentru capacitate întreruptibilă**

**366.** Prețurile de rezervă pentru PCS pentru capacitate întreruptibilă se calculează prin înmulțirea prețurilor de rezervă pentru PCS pentru capacitate fermă, calculate în conformitate cu pct.360-365, după caz, cu diferența dintre 100% și nivelul reducere ex-ante calculat în conformitate cu pct.367 și 368.

**367.** Reducere ex-ante se calculează în conformitate cu următoarea formulă:

$$D_{\text{ex-ante}} = \text{Pro} \times A \times 100\% \quad (14)$$

unde:

**D<sub>ex-ante</sub>** este nivelul reducerii ex-ante;

**Factorul Pro** reprezintă probabilitatea de întrerupere care este stabilită sau aprobată de către Agenție, în temeiul pct.403-406 și care se referă la tipul de PCS pentru capacitate întreruptibilă;

**A** este coeficientul de ajustare stabilit sau aprobat de către Agenție în temeiul pct.403-406, aplicat pentru a reflecta valoarea economică estimată a tipului de PCS pentru capacitate întreruptibilă, calculată pentru fiecare punct de interconectare, pentru unele puncte de interconectare sau pentru toate, și care trebuie să fie de minimum 1.

**368.** Factorul Pro menționat la pct.367 se calculează, pentru fiecare punct de interconectare, pentru unele puncte de interconectare sau pentru toate aceste puncte, per tip de PCS pentru capacitate întreruptibilă oferit în conformitate cu următoarea formulă, pe baza informațiilor estimate legate de componentele acestei formule:

$$\text{Pro} = \frac{N \times D_{\text{int}}}{D} \times \frac{\text{CAP}_{\text{av.int}}}{\text{CAP}} \quad (15)$$

unde:

**N** este estimarea numărului de întreruperi pe durata D;

**D<sub>int</sub>** este durata medie a întreruperilor prognozate, exprimată în ore;

**D** este durata totală a respectivului tip de PCS pentru capacitate întreruptibilă, exprimată în ore;

**CAP<sub>av.int</sub>** este volumul mediu estimat de capacitate întreruptibilă pentru fiecare întrerupere, în cazul în care acest volum este legat de respectivul tip de PCS pentru capacitate întreruptibilă;

**CAP** este volumul total de capacitate întreruptibilă pentru respectivul tip de PCS pentru capacitate întreruptibilă.

**369.** Ca alternativă la aplicarea reducerilor ex-ante în conformitate cu pct.366, Agenția poate decide să aplice o reducere ex-post, prin care utilizatorii de sistem să fie compensați ca urmare a întreruperilor reale suportate. Această reducere ex-post poate fi utilizată numai în punctele de interconectare în care, în cursul anului gazier anterior, nu a avut loc nici o întrerupere a capacității din cauza congestiei fizice.

**370.** Compensarea ex-post plătită pentru fiecare zi în care a avut loc o întrerupere trebuie să fie egală cu trei prețuri de rezervă pentru PCS zilnică pentru capacitate fermă.

## CAPITOLUL IV RECONCILIAREA VENITURILOR

### Secțiunea 1

#### Dispoziții generale

**371.** În cazul și în măsura în care OST funcționează în cadrul unui regim tarifar fără plafonarea prețului, se aplică următoarele principii:

- 1) recuperarea parțială sau recuperarea în exces a venitului aferent serviciilor de transport trebuie redusă la minimum, ținând cont în mod corespunzător de investițiile necesare;
- 2) nivelul tarifelor de transport trebuie să garanteze că venitul aferent serviciilor de transport este recuperat la timp de OST;
- 3) în măsura posibilului, trebuie evitate diferențele semnificative între nivelul tarifelor de transport aplicabile pentru 2 perioade tarifare consecutive.

**372.** În cazul și în măsura în care OST funcționează în cadrul unui regim tarifar cu plafonarea prețului sau aplică abordarea bazată pe prețul de plătit fix prevăzută la pct.391, subpunctul 2), nu are



loc nicio reconciliere a veniturilor și toate riscurile legate de recuperarea parțială sau de recuperarea în exces sunt acoperite exclusiv din prima de risc. În aceste cazuri, pct.374-380 și 381-383 nu se aplică.

**373.** Veniturile aferente altor servicii decât cele de transport al gazelor naturale pot fi reconciliate în conformitate cu dispozițiile prezentului Capitol, mutatis mutandis, cu respectarea cerințelor privind consultările periodice în temeiul pct.394-399 (Secțiunea 1, Capitolul 7 din prezentul Titlu) și a aprobării de către Agenție.

*[Pct.373 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## Secțiunea 2

### Recuperarea parțială și recuperarea în exces

**374.** Recuperarea parțială și recuperarea în exces a venitului aferent serviciilor de transport sunt egale cu:

$$R_A - R$$

unde:

$R_A$  – venitul efectiv obținut în legătură cu prestarea serviciilor de transport;

$R$  – venitul aferent serviciilor de transport.

Valorile  $R_A$  și  $R$  se atribuie aceleiași perioade tarifare și, în cazul în care este instituit un mecanism eficace de compensare între OST, precum cel menționat la pct.347 și 348, ele iau în considerație acest mecanism.

**375.** Dacă diferența calculată în conformitate cu pct.374 este pozitivă, ea indică o recuperare în exces a venitului aferent serviciilor de transport. Dacă diferența calculată este negativă, ea indică o recuperare parțială a venitului aferent serviciilor de transport.

## Secțiunea 3

### Contul de regularizare

*[Denumirea secțiunii 3 modificată prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**376.** Contul de regularizare indică informațiile menționate la pct.374 pentru o anumită perioadă tarifară și poate include alte informații, cum ar fi diferența dintre elementele de cost anticipate și cele reale.

*[Pct.376 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**377.** Recuperarea parțială sau recuperarea în exces de către OST a venitului aferent serviciilor de transport se atribuie contului de regularizare, cu excepția cazului în care au fost adoptate alte norme de către Agenție.

*[Pct.377 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**378.** În cazul în care sunt implementate mecanisme de stimulare pentru vânzările de capacitate, în baza unei Hotărâri aprobate de către Agenție, numai o parte a recuperării parțiale sau în exces efectuate de OST se atribuie contului de regularizare. În acest caz, suma restantă a recuperării respective trebuie păstrată sau plătită, după caz, de OST.

*[Pct.379 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**379.** Fiecare OST utilizează un singur cont de regularizare.

*[Pct.379 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**380.** Prima de licitație câștigată, după caz, poate fi atribuită unui cont special separat de contul de regularizare menționat la pct.379 în conformitate cu decizia Agenției. Agenția poate decide să utilizeze această primă de licitație pentru reducerea congestiei fizice sau, dacă OST activează numai în cadrul unui regim tarifar fără plafonarea prețului, să reducă tarifele pentru serviciul de transport pentru următoarea perioadă (perioade) tarifară, în conformitate cu pct.381-383.

## Secțiunea 4

### Reconcilierea contului de regularizare

*[Denumirea secțiunii 4 modificată prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**381.** Reconcilierea totală sau parțială a contului de regularizare se realizează în conformitate cu metoda de calculare a prețurilor de referință aplicată și, în plus, utilizând taxa menționată la pct.324, subpunctul 2), dacă această taxă este aplicată.

*[Pct.381 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**382.** Reconcilierea contului de regularizare se realizează în temeiul normelor adoptate de către Agenție în cursul unei perioade de reconciliere date, mai precis în cursul perioadei în care trebuie reconciliat contul de regularizare menționat la pct.376-380.

*[Pct.382 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**383.** Scopul reconcilierii contului de regularizare este de a rambursa OST suma recuperată parțial și de a le returna utilizatorilor de sistem suma recuperată în exces.

*[Pct.383 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## CAPITOLUL V

### CALCULAREA PREȚURILOR PENTRU CAPACITATEA AGREGATĂ ȘI PENTRU CAPACITATEA ÎN PUNCTELE DE INTERCONECTARE VIRTUALE

#### Secțiunea 1

##### Calcularea prețurilor pentru capacitatea agregată

**384.** Prețul de rezervă pentru un produs de capacitate agregată este egal cu suma prețurilor de rezervă pentru capacitățile care contribuie la produsul respectiv. Prețurile de rezervă pentru capacitățile de intrare și de ieșire corespunzătoare se pun la dispoziție atunci când este oferit produsul de capacitate agregată și se alocă cu ajutorul unei platforme de rezervare comune, menționate la pct.312-317.

**385.** Venitul rezultat din vânzarea produselor de capacitate agregată corespunzător prețului de rezervă pentru aceste produse se atribuie OST respectivi, după cum urmează:

- 1) după fiecare tranzacție pentru un produs de capacitate agregată;
- 2) proporțional cu prețurile de rezervă pentru capacitățile care contribuie la produsul respectiv.

**386.** Prima de licitație rezultată din vânzarea produselor de capacitate agregată se atribuie în conformitate cu acordul dintre respectivii OST, care trebuie aprobat de către Agenție sau reprezentanții autorităților naționale de reglementare cu cel mult 3 luni înainte de începutul licitațiilor anuale ale capacității anuale. În absența acestei aprobări de către autoritățile naționale de reglementare implicate, prima de licitație se atribuie în mod egal respectivilor OST.

**387.** Dacă punctul de interconectare conectează sisteme de intrare/ieșire adiacente din 2 Părți Contractante, autoritățile naționale de reglementare competente transmit Comitetul de reglementare al CE, cu titlu informativ, acordul menționat la pct.386.

#### Secțiunea 2

##### Calcularea prețurilor pentru capacitatea într-un punct de interconectare virtual

**388.** Prețul de rezervă pentru un PCS neagregată oferit într-un punct de interconectare virtual se calculează în conformitate cu una din următoarele abordări:

1) prețul respectiv se calculează pe baza prețului de referință, în cazul în care metodologia de calculare a prețurilor de referință aplicată permite luarea în considerare a punctului de interconectare virtual stabilit;

2) prețul respectiv este egal cu media ponderată a prețurilor de rezervă, în cazul în care această medie se calculează pe baza prețurilor de referință pentru fiecare punct de interconectare care contribuie la respectivul punct de interconectare virtual, în cazul în care metodologia de calculare a

prețurilor de referință aplicată nu permite luarea în considerare a punctului de interconectare virtual stabilit, în conformitate cu următoarea formulă:

$$P^{st}, PIV = \frac{\sum_i^n (P_{st,i} \times CAP_i)}{\sum_i^n CAP} \quad (16)$$

unde:

$P^{st}, PIV$  este prețul de rezervă pentru un anumit PCS neagregată într-un punct de interconectare virtual;

$i$  este un punct de interconectare care contribuie la punctul de interconectare virtual;

$n$  este numărul de puncte de interconectare care contribuie la punctul de interconectare virtual;

$P_{st,i}$  este prețul de rezervă pentru un anumit PCS neagregată într-un punct de interconectare  $i$ ;

$CAP_i$  este capacitatea tehnică sau capacitatea contractată prognozată, după caz, într-un punct de interconectare  $i$ .

**389.** Prețul de rezervă pentru un PCS agregată oferit într-un punct de interconectare virtual se calculează în conformitate cu pct.384.

## CAPITOLUL VI PREȚUL DE ÎNCHIDERE ȘI PREȚUL DE PLĂTIT

### Secțiunea 1

#### Calcularea prețului de închidere în punctele de interconectare

**390.** Prețul de închidere pentru un anumit PCS într-un punct de interconectare se calculează în conformitate cu următoarea formulă:

$$P_{cl} = P_{R,au} + AP \quad (17)$$

unde:

$P_{cl}$  este prețul de închidere;

$P_{R,au}$  este prețul de rezervă aplicabil pentru un PCS, care este publicat în momentul în care este licitat produsul respectiv;

$AP$  este prima de licitație, dacă este cazul.

### Secțiunea 2

#### Calcularea prețului de plătit în punctele de interconectare

**391.** Prețul de plătit pentru un anumit PCS într-un punct de interconectare se calculează în conformitate cu oricare dintre următoarele formule:

1) dacă se aplică abordarea privind prețul variabil:

$$P_{flo} = P_{R,flo} + AP \quad (18)$$

unde:

$P_{flo}$  este prețul de plătit variabil;

$P_{R,flo}$  este prețul de rezervă pentru un PCS, aplicabil în momentul în care produsul respectiv poate fi utilizat;

$AP$  este prima de licitație, dacă este cazul.

2) dacă se aplică abordarea privind prețul de plătit fix:

$$P_{fix} = (P_{R,y} \times IND) + RP + AP \quad (19)$$

unde:

$P_{fix}$  este prețul de plătit fix;

$P_{R,y}$  este prețul de rezervă aplicabil pentru un PCS anuală, care este publicat în momentul în care este licitat produsul respectiv;

**IND** este raportul dintre indicele ales la momentul utilizării și același indice la momentul în care a fost licitat produsul;

**RP** este prima de risc ce reflectă beneficiile certitudinii cu privire la nivelul tarifului pentru prestarea serviciului de transport, în cazul în care această primă este mai mare sau egală cu 0;

**AP** este prima de licitație, dacă este cazul.

### Secțiunea 3

#### Condiții pentru determinarea tipului de preț de plătit

**392.** În cazul și în măsura în care OST funcționează în cadrul unui regim tarifar fără plafonarea prețului, condițiile pentru oferirea de abordări privind prețul de plătit sunt următoarele:

1) pentru cazurile în care este oferită doar capacitatea existentă:

a) este oferită abordarea privind prețul de plătit variabil;

b) nu este permisă abordarea privind prețul de plătit fix.

2) pentru capacitatea incrementală și capacitatea existentă oferite în cadrul aceleiași licitații sau al aceluiași mecanism alternativ de alocare:

a) poate fi oferită abordarea privind prețul de plătit variabil;

b) abordarea privind prețul de plătit fix poate fi oferită dacă este îndeplinită una dintre următoarele condiții:

(1) este utilizat un mecanism alternativ de alocare, prevăzut la pct.291-296;

(2) un proiect este inclus în lista proiectelor de interes pentru Comunitatea Energetică sau un Proiect de interes comun, astfel cum este prevăzut la articolul 3 din Regulamentul (UE) nr.2013/347, după cum a fost adoptat și adaptat prin Decizia Consiliului Ministerial 2015/09 / MC-EnC.

**393.** În cazul și în măsura în care OST funcționează în cadrul unui regim tarifar cu plafonarea prețului, poate fi oferită fie abordarea privind prețul de plătit variabil sau abordarea privind prețul de plătit fix, sau ambele.

## CAPITOLUL VII

### CERINȚE PRIVIND CONSULTAREA

#### Secțiunea 1

##### Consultarea periodică

**394.** Agenția sau OST în cazul în care este desemnat de Agenție, efectuează una sau mai multe consultări. În măsura posibilităților și pentru a spori eficacitatea procesului de consultare, documentul de consultare se publică în limba română și, după caz, în limba engleză. Consultarea finală înainte de Hotărârea menționată la pct.402 respectă cerințele stabilite în Secțiunea 1 și Secțiunea 2 din prezentul Capitol și include următoarele informații:

1) descrierea metodei propuse de calculare a prețurilor de referință, precum și a următoarelor elemente:

a) informațiile prevăzute la pct.409, subpunctul 1), inclusiv:

(1) justificarea parametrilor utilizați ce țin de caracteristicile tehnice ale sistemului;

(2) informații privind valorile acestor parametri și ipotezele aplicate;

b) valoarea ajustărilor propuse pentru tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale bazate pe capacitate, în temeiul pct.341-342;

c) prețurile de referință orientative care fac obiectul consultării;

d) componentele, rezultatele pentru evaluarea alocării costurilor prevăzute la pct.327-332;

e) evaluarea metodei propuse de calculare a prețurilor de referință în conformitate cu pct.338;

f) dacă metoda de calculare a prețurilor de referință propusă este alta decât metoda de calculare a prețurilor în funcție de distanța ponderată cu capacitatea, prezentată la pct.338-340, comparația între cele 2 metode, și cu informațiile prevăzute la lit.c);

2) informațiile prevăzute la pct.409 subpunctele 1), 4), 5);

3) informații cu privire la tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale și la alte tarife decât cele pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale:

a) dacă sunt propuse tarifele volumetrice pentru serviciul de transport, conform pct.325:

(1) modul în care sunt calculate tarifele;

(2) proporția din venitul reglementat sau din venitul-țintă care se preconizează a fi recuperată din aceste tarife;

(3) tarifele pentru serviciul de transport volumetric estimative;

b) dacă utilizatorilor de sistem le sunt propuse alte servicii decât cele de transport al gazelor naturale:

(1) metoda de stabilire a tarifelor pentru alte servicii decât cele de transport al gazelor naturale;

(2) proporția din venitul reglementat sau din venitul-țintă care se preconizează că va fi recuperată din aceste tarife;

(3) modul în care venitul conex aferent altor servicii decât cele de transport al gazelor naturale este reconciliat în conformitate cu pct.373;

(4) tarifele estimative, pentru alte servicii decât cele de transport al gazelor naturale prestate de OST utilizatorilor de sistem;

4) informațiile prevăzute la pct.410;

5) dacă abordarea privind prețul fix menționată la pct.391, subpunctul 2) este considerată a fi oferită în cadrul unui regim tarifar cu plafonarea prețului pentru capacitatea existentă:

a) indicele propus;

b) calculul propus și modul de utilizare a venitului rezultat din prima de risc;

c) punctul (punctele) de interconectare și perioada (perioadele) tarifară (tarifare) pentru care se propune această abordare;

d) procesul de oferire a capacității într-un punct de interconectare în cazul în care se oferă ambele abordări menționate la pct.392, și anume cea privind prețul variabil și cea privind prețul fix.

*[Pct.394 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**395.** Consultarea finală înainte de Hotărârea menționată la pct.402 are loc timp de cel puțin 2 luni. Documentele de consultare pentru oricare dintre consultările menționate la pct.394 pot impune ca răspunsurile prezentate urmare a consultării să includă o versiune neconfidențială care poate fi publicată.

**396.** În termen de o lună de la încheierea consultării, OST sau Agenția, în funcție de entitatea care publică documentul de consultare menționat la pct.395, publică rezultatele consultării și rezumatul acestora. În măsura posibilităților și pentru a spori eficacitatea procesului de consultare, rezumatul trebuie realizat în limbile română și engleză.

**397.** Consultările periodice ulterioare se desfășoară în conformitate cu pct.441.

**398.** Pentru metodologia de calculare a prețului de referință, care conține detalii privind aspectele indicate la pct.394, subpunctul 1), lit.a)-e), poate fi utilizat modelul elaborat de Agenția pentru Cooperarea Autorităților Europene de Reglementare (în continuare – ACER).

**399.** Procesul de consultare menționat în prezentul Capitol va fi efectuat în paralel cu procedura de consultare publică prevăzută de Legea nr.100/2017 privind actele normative.

## Secțiunea 2

### Procesul decizional periodic al autorității naționale de reglementare

**400.** În momentul lansării consultării finale în temeiul Secțiunii I din prezentul Capitol, înainte de Hotărârea menționată la pct.402, Agenția sau OST desemnat de Agenție, transmite documentele de consultare Comitetului de reglementare al CE, care va analiza următoarele aspecte:

1) dacă au fost publicate toate informațiile menționate la pct.394;

2) dacă elementele supuse consultării în conformitate cu pct.394-399 (Secțiunea I din prezentul Capitol) respectă următoarele cerințe:

a) dacă metoda de calculare a prețurilor de referință respectă cerințele prevăzute la pct.337;

b) dacă sunt îndeplinite criteriile privind calcularea tarifelor pentru serviciul de transport volumetric, conform pct.324;

c) dacă sunt îndeplinite criteriile privind stabilirea altor tarife decât celor pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale, conform pct.325-326.

*[Pct.400 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**401.** În termen de 2 luni de la încheierea consultării menționate la pct.402, Agenția sau OST, în funcție de entitatea care a publicat documentul de consultare precum și Secretariatul Comunității Energetice, recepționează de la Comitetul de reglementare al CE, în limba engleză, concluzia analizei realizate cu respectarea confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.

**402.** În termen de 5 luni de la încheierea consultării finale, Agenția, acționând în conformitate cu articolul 7, alin.(2) lit.a) al Legii nr.108/2016, adoptă și publică Hotărârea privind aprobarea Metodologiei de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale cu motivarea tuturor elementelor prevăzute la pct.394. În ziua publicării, Agenția transmite Hotărârea sa Comitetului de reglementare al CE și Secretariatului Comunității Energetice.

### **Secțiunea 3**

#### **Consultările privind reducerile, coeficienții de multiplicare și coeficienții sezonieri**

**403.** În paralel cu consultarea finală desfășurată în conformitate cu pct.394, Agenția consultă autoritățile naționale de reglementare din toate statele membre ale UE, Părțile Contractante ale Comunității Energetice conectate în mod direct și cu părțile interesate, cu privire la următoarele aspecte:

- 1) nivelul coeficienților de multiplicare;
- 2) nivelul coeficienților sezonieri și calculele prevăzute la pct.360-365, după caz;
- 3) nivelurile reducerilor stabilite la pct.342 și 366-370.

**404.** După încheierea consultării, Agenția adoptă o Hotărâre motivată cu privire la toate aspectele menționate la pct.403, subpunctele 1)-3). Agenția trebuie să ia în considerare pozițiile autorităților naționale de reglementare din statele membre ale UE conectate în mod direct și Părțile Contractante ale Comunității energetice.

**405.** Consultările ulterioare se desfășoară în fiecare perioadă tarifară începând cu data Hotărârii menționate la pct.402. După fiecare consultare și în conformitate cu pct.415, subpunctul 1), Agenția adoptă și publică o Hotărâre motivată cu privire la aspectele menționate la pct.402, subpunctele 1)-3).

**406.** Atunci când adoptă Hotărârea menționată la pct.403-405, Agenția ia în considerare recomandările primite în cadrul consultării, precum și următoarele aspecte:

- 1) referitor la coeficienții de multiplicare:
  - a) echilibrul dintre facilitarea comerțului cu gaze naturale pe termen scurt și tendințele pe termen lung, în vederea unor investiții eficiente în sistemul de transport;
  - b) impactul asupra venitului aferent serviciilor de transport și asupra recuperării acestuia;
  - c) necesitatea de a evita subvenționarea încrucișată între utilizatorii de sistem și de a spori capacitatea prețurilor de rezervă de a reflecta costurile;
  - d) situațiile de congestie fizică și contractuală;
  - e) impactul asupra fluxurilor transfrontaliere.
- 2) referitor la coeficienții sezonieri:
  - a) impactul asupra facilitării utilizării eficiente și economice a infrastructurii;
  - b) necesitatea de a spori capacitatea prețurilor de rezervă de a reflecta costurile.

## **CAPITOLUL VIII CERINȚE PRIVIND PUBLICAREA**

### **Secțiunea 1**

#### **Informații care trebuie publicate înainte de licitația anuală a capacității anuale**

**407.** Pentru punctele de interconectare și, în cazul în care Agenția ia decizia de a aplica Titlul IV a prezentului Cod pentru alte puncte decât punctele de interconectare, următoarele informații trebuie publicate înainte de licitația anuală a capacității anuale, în conformitate cu cerințele pct.412-418, de către Agenție sau de către OST desemnat de Agenție:

- 1) pentru PCS pentru capacitate fermă:
  - a) prețurile de rezervă aplicabile cel puțin până la sfârșitul anului gazier care începe după licitația anuală a capacității anuale;
  - b) coeficienții de multiplicare și coeficienții sezonieri aplicați prețurilor de rezervă pentru PCS non-anuală;

- c) argumentarea Agenției privind nivelul coeficienților de multiplicare;
- d) dacă se aplică coeficienți sezonieri, argumentarea aplicării acestora.
- 2) pentru PCS pentru capacitate întreruptibilă:
  - a) prețurile de rezervă aplicabile cel puțin până la sfârșitul anului gazier care începe după licitația anuală a capacității anuale;
  - b) o evaluare a probabilității de întrerupere, care să includă:
    - (1) lista tuturor tipurilor de PCS pentru capacitate întreruptibilă oferită, inclusiv probabilitatea de întrerupere corespunzătoare și nivelul reducerii aplicate;
    - (2) explicația modului în care se calculează probabilitatea de întrerupere pentru fiecare tip de produs menționat la alin.(1);
    - (3) datele istorice sau prognozate sau ambele tipuri de date, utilizate pentru estimarea probabilității de întrerupere menționate la alin.(2).

## Secțiunea 2

### Informații care urmează a fi publicate înainte de perioada tarifară

**408.** Agenția sau OST desemnat (desemnați) de Agenție, publică înainte de perioada tarifară, în conformitate cu cerințele Secțiunii 2-3 din prezentul Capitol, informații privind parametrii utilizați în Metodologiei de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale (metoda de calculare a prețurilor de referință aplicată), care sunt corelate de caracteristicile tehnice ale sistemului de transport, precum:

- 1) capacitatea tehnică în punctele de intrare și de ieșire și prevederi legate de aceasta;
- 2) capacitatea contractată estimată în punctele de intrare și de ieșire și altă informație relevantă referitor la aceasta;
- 3) cantitatea și direcția fluxului de gaze naturale pentru punctele de intrare și de ieșire și pentru ipotezele conexe, cum ar fi scenariile de cerere și ofertă pentru fluxul de gaze naturale în perioada de vârf;
- 4) structura detaliată a rețelei de transport;
- 5) informații tehnice suplimentare cu privire la rețeaua de transport, cum ar fi lungimea și diametrul rețelelor și puterea stațiilor de comprimare a gazelor naturale.

**409.** Suplimentar informației indicate la pct.408, Agenția sau OST desemnat (desemnați) de Agenție publică următoarele informații:

- 1) venitul reglementat și venitul-țintă, sau ambele tipuri de venit ale OST;
- 2) informații referitoare la modificările, de la un an la altul, ale venitului menționat la subpunctul 1);
- 3) următorii parametri:
  - a) tipurile de active incluse în baza reglementată a activelor și valoarea lor agregată;
  - b) costul de capital și metodologia de calculare a acestuia;
  - c) cheltuielile de capital, inclusiv:
    - (1) metodologiile de determinare a valorii inițiale a activelor;
    - (2) metodologiile de reevaluare a activelor;
    - (3) explicații privind evoluția valorii activelor;
    - (4) perioadele de depreciere și sumele per tip de activ.
  - d) cheltuielile operaționale;
  - e) mecanisme de stimulare și obiectivele în materie de eficiență;
  - f) indicii de inflație.
- 4) venitul aferent serviciilor de transport;
- 5) următoarele raporturi pentru venitul menționat la subpunctul 4):
  - a) raportul capacitate/produse, adică defalcarea între venitul generat de tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate și venitul generat de tarifele volumetrice;
  - b) raportul intrare/ieșire, adică repartizarea venitului generat de tarifele pentru serviciul de transport bazate pe capacitate în toate punctele de intrare și venitul generat de tarifele bazate pe capacitate în toate punctele de ieșire;
  - c) raportul dintre utilizarea rețelei în interiorul sistemului și utilizarea rețelei între sisteme, adică repartizarea dintre venitul generat din utilizarea rețelei în interiorul sistemului, atât în punctele de



intrare, cât și în punctele de ieșire, și venitul generat din utilizarea rețelei între sisteme, atât în punctele de intrare, cât și în punctele de ieșire, calculate în conformitate cu pct.327-332.

6) în cazul și în măsura în care OST funcționează în cadrul unui regim tarifar fără plafonarea prețului, următoarele informații referitoare la reconcilierea contului de regularizare:

a) venitul real obținut, sumele recuperate parțial sau în exces din venitul reglementat și partea din aceste sume atribuită contului de reglementare și, dacă este cazul, subconturilor din cadrul respectivului cont de reglementare;

b) perioada de reconciliere și mecanismele de stimulare implementate.

7) utilizarea preconizată a primei de licitație.

8) următoarele informații privind tarifele pentru serviciul de transport și alte tarife decât cele de transport al gazelor naturale, însoțite de informații relevante legate de determinarea acestora:

a) în cazul în care sunt aplicate, tarifele pentru serviciul de transport volumetric menționate la pct.324;

b) în cazul în care sunt aplicate, alte tarife decât cele de transport aferente altor servicii decât celor de transport al gazelor naturale prevăzute la pct.325 și 326;

c) prețurile de referință și alte prețuri aplicabile în alte puncte, decât cele menționate la pct.407.

*[Pct.409 modificat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**410.** Suplimentar, trebuie publicate următoarele informații cu privire la tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale:

1) explicații privind:

a) diferența dintre nivelul tarifelor pentru serviciul de transport pentru același tip de serviciu de transport, aplicabil în perioada tarifară în curs și în perioada tarifară pentru care se publică informațiile;

b) diferența estimată dintre nivelul tarifelor pentru serviciul de transport pentru același tip de servicii de transport, aplicabil în perioada tarifară pentru care se publică informațiile și în fiecare perioadă tarifară din cadrul perioadei de reglementare rămase;

2) cel puțin un model simplificat de tarif, actualizat periodic, însoțit de explicația modului de utilizare a acestuia, care să permită utilizatorilor de sistem să calculeze tarifele pentru serviciul de transport aplicabile în perioada tarifară în curs și să estimeze posibila evoluție a acestora după încheierea acestei perioade tarifare.

**411.** Pentru punctele excluse de la definiția punctelor relevante menționate în Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2017, informațiile privind volumul capacității contractate estimate și volumul estimat al fluxului de gaze naturale se publică în conformitate cu pct.15 al acestui Cod.

### Secțiunea 3

#### Forma de publicare

**412.** Pentru Părțile Contractante ale căror OST sunt membri sau observatori ai ENTSO-G, informațiile prevăzute la pct.407-411 se publică de către OST în conformitate cu cerințele pct.417-418, prin intermediul unui link, inserat pe platforma stabilită de către ENTSO-G, către pagina sa electronică.

Aceste informații trebuie să fie accesibile publicului în mod gratuit și fără nicio limitare la utilizarea lor. Informațiile se publică:

1) într-un format ușor de utilizat;

2) într-un mod clar, ușor accesibil și pe bază nediscriminatorie;

3) într-un format care poate fi descărcat;

4) în limba română și, în măsura în care este posibil, în limba engleză.

**413.** Pentru părțile contractante ale căror OST sunt membri sau observatori ai ENTSO-G următoarele informații cu privire la punctele de interconectare trebuie publicate pe platforma stabilită de către ENTSO-G:

1) simultan cu momentul stabilit la pct.407, prețurile de rezervă pentru PCS pentru capacitate fermă și pentru PCS pentru capacitate întreruptibilă;

2) simultan cu momentul stabilit la pct.408-411, taxa bazată pe flux menționată la pct.324, subpunctul 1), în cazul în care această taxă este aplicată.



Pentru alte Părți Contractante, această informație trebuie publicată pe pagina electronică a OST.

**414.** Informațiile menționate la pct.413 se publică în modul următor:

- 1) în conformitate cu pct.412, subpunctele 1)-3);
- 2) în limba română și în limba engleză;
- 3) într-un tabel standardizat care trebuie să includă cel puțin următoarele informații:
  - a) punctul de interconectare;
  - b) direcția fluxului de gaze naturale;
  - c) denumirea OST;
  - d) ora de începere și de încheiere a produsului;
  - e) tipul de capacitate (fermă sau întreruptibilă);
  - f) indicele PCS;
  - g) tariful aplicabil per kWh/h și per kWh/zi, în MDL și în EURO luând în considerare următoarele

elemente:

(1) în cazul în care unitatea de capacitate aplicată este kWh/h, informațiile privind tariful aplicabil per kWh/zi nu sunt obligatorii, și viceversa;

(2) în cazul în care moneda locală este alta decât EURO, informațiile privind tariful aplicabil în EURO nu sunt obligatorii.

**415.** În plus, tot în perioada stabilită la pct.408-411, respectivul tabel standardizat trebuie să includă simularea tuturor taxelor percepute pentru trecerea unui flux de 1 GWh/zi/an pentru fiecare punct de interconectare, în MDL sau în EURO după caz, sub rezerva pct.416, subpunctul 3), lit.g), alin.2).

**416.** În cazul în care informațiile stabilite la pct.414 sunt diferite de informațiile corespunzătoare menționate la pct.413, prevalează informațiile corespunzătoare menționate la pct.413.

#### **Secțiunea 4**

##### **Termenele de publicare a informațiilor**

**417.** Termenul pentru publicarea informațiilor prevăzute la pct.408-411 este următorul:

1) pentru informațiile prevăzute la pct.408, cel târziu cu 30 de zile înainte de licitația anuală a capacității anuale;

2) pentru informațiile prevăzute la pct.408-411, cel târziu cu 30 de zile înainte de respectiva perioadă tarifară;

3) pentru tarifele pentru serviciul de transport al gazelor naturale actualizate în cadrul perioadei tarifare – imediat după aprobarea de către Agenție, în conformitate cu pct.356.

**418.** Fiecare actualizare a tarifelor pentru serviciul de transport al gazelor naturale trebuie să fie însoțită de informații care să indice motivele pentru care nivelul tarifului a fost modificat. În cazul în care se aplică pct.355, subpunctul 2), fiecare actualizare a tarifelor pentru serviciul de transport trebuie să fie însoțită și de *raportul* actualizat menționat la pct.407, subpunctul 2) pentru tipurile respective de PCS pentru capacitate întreruptibilă.

### **CAPITOLUL IX**

## **CAPACITATEA INCREMENTALĂ**

#### **Secțiunea 1**

##### **Principii tarifare privind capacitatea incrementală**

**419.** Prețul minim la care OST acceptă cererea de capacitate incrementală este prețul de referință. Pentru calcularea testului economic, prețurile de referință trebuie să fie determinate prin includerea în metoda de calculare a prețurilor de referință a ipotezelor relevante legate de oferta de capacitate incrementală.

**420.** În cazul în care abordarea privind prețul fix prevăzută la pct.391, subpunctul 2) este considerată a fi oferită pentru capacitatea incrementală, prețul de rezervă menționat la pct.391, subpunctul 2) se bazează pe costurile de investiții și de funcționare estimate. Odată ce capacitatea incrementală este comandată, respectivul preț de rezervă se ajustează proporțional cu diferența dintre costurile de investiții estimate și cele reale, indiferent dacă această diferență este pozitivă sau negativă.

**421.** În cazul în care alocarea capacității incrementale la prețul de referință nu ar genera venituri suficiente pentru a obține un rezultat pozitiv la testul economic, poate fi aplicată o primă minimă obligatorie în cadrul primei licitații sau al primului mecanism alternativ de alocare în care se oferă capacitate incrementală. Prima minimă obligatorie poate fi aplicată, de asemenea, în licitațiile ulterioare, atunci când se oferă capacitatea care a rămas inițial nevândută sau capacitatea care a fost inițial rezervată în conformitate cu pct.143 și 144 a prezentului Cod. Decizia privind oportunitatea aplicării unei prime minime obligatorii și licitațiile în cadrul cărora trebuie aplicată aceasta se adoptă de către Agenție în conformitate cu art.98-99 din Legea nr.108/2016.

**422.** Nivelul primei minime obligatorii trebuie să permită obținerea unui rezultat pozitiv la testul economic cu veniturile generate de capacitatea oferită în cadrul primei licitații sau al primului mecanism alternativ de alocare în care se oferă capacitate incrementală. Intervalul în care se situează nivelul primei minime obligatorii, în funcție de capacitatea alocată estimată, este transmis spre aprobare Agenție în conformitate cu pct.260, subpunctul 3).

**423.** O primă minimă obligatorie aprobată de Agenție se adaugă la prețul de referință pentru produsele de capacitate agregată în punctul de interconectare corespunzător și se atribuie exclusiv OST pentru care prima minimă obligatorie a fost aprobată de Agenție. Acest principiu implicit de atribuire a primei minime obligatorii nu aduce atingere unei eventuale prime de licitație suplimentare în conformitate cu pct.384, nici unui acord alternativ între autoritățile naționale de reglementare implicate.

## CAPITOLUL X

### Secțiunea 1

#### Metodologiile și parametrii utilizați pentru a determina venitul reglementat sau venitul-țintă al OST. Contractele existente

**424.** Agenția transmite Comitetului de reglementare al CE, în conformitate cu procedura definită de acesta, toate informațiile necesare cu privire la metodologiile și parametrii utilizați pentru determinarea venitului reglementat și a venitului-țintă al OST în acest sens, OST trimite Agenției cu titlu informativ, contractele sau informațiile privind rezervările de capacitate.

*[Pct.424 completat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**425.** Prezentul Cod nu aduce atingere nivelurilor tarifelor pentru serviciul de transport rezultate din contractele sau din rezervările de capacitate încheiate înainte de aprobarea a noilor tarife elaborate în conformitate cu prezentul Cod, dacă aceste contracte sau rezervări de capacitate nu prevăd nicio modificare a nivelurilor tarifelor pentru serviciul de transport bazate pe capacitate și/sau volumetrică, cu excepția indexărilor, dacă este cazul.

**426.** Prevederile contractuale ce țin de tarifele pentru serviciul de transport și de rezervările de capacitate menționate la pct.425 nu pot fi reînnoite, modificate sau prelungite după data expirării lor.

### Secțiunea 2

#### Monitorizarea punerii în aplicare

**427.** În contextul implementării responsabilităților de monitorizare și analizare a modului în care OST pune în aplicare prezentul Cod, Agenția și OST transmit informația solicitată de Secretariatul Comunității Energetice și ENTSO-G.

**428.** Confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial este asigurată de Secretariatul Comunității Energetice, Comitetul de reglementare al CE și ENTSO-G.

### Secțiunea 3

#### Acordarea derogărilor

**429.** La cererea unei entități care exploatează o conductă de interconectare care a beneficiat de o derogare de la art.98 și 99 din Legea nr.108/2016 sau de o derogare similară, autoritățile naționale de reglementare au dreptul de a acorda entității respective, în comun, o derogare de la aplicarea unuia sau mai multor puncte din prezentul Cod, în conformitate cu prezenta Secțiune, dacă aplicarea

acesteia în cazul entităţii respective are una sau mai multe dintre consecinţele negative enumerate în continuare :

- 1) nu facilitează comerţul cu gaze naturale şi nici concurenţa efectivă în domeniu;
- 2) nu furnizează stimulente pentru investiţii în capacitate nouă sau în vederea menţinerii nivelurilor de capacitate existente;
- 3) denaturează în mod nerezonabil comerţul transfrontalier;
- 4) denaturează concurenţa cu alţi operatori de infrastructură care oferă servicii de natură similară cu cele ale conductei de interconectare;
- 5) este imposibil de pus în aplicare, având în vedere natura specifică a conductelor de interconectare.

**430.** Entitatea care solicită o derogare în temeiul pct.429 trebuie să includă în cererea sa o motivare detaliată, însoţită de toate documentele justificative, inclusiv, dacă este cazul, o analiză cost-beneficiu, care să demonstreze îndeplinirea uneia sau mai multor condiţii prevăzute la pct.429, subpunctele 1)-5).

**431.** Autorităţile naţionale de reglementare din ţările vecine examinează în comun cererea de derogare şi o soluţionează în strânsă cooperare. În cazul în care acordă o derogare, autorităţile naţionale de reglementare relevante specifică durata acesteia în deciziile/hotărârile lor.

**432.** Autorităţile naţionale de reglementare notifică Comitetul de reglementare al CE şi Secretariatul Comunităţii Energetice despre deciziile/hotărârile privind acordarea unor astfel de derogări.

**433.** Autorităţile naţionale de reglementare pot revoca o derogare dacă împrejurările sau motivele care stau la baza acestora, sau ambele, nu mai sunt valabile sau ca urmare a unei recomandări motivate din partea Comitetului de reglementare al CE sau a Secretariatului Comunităţii Energetice de a revoca o derogare din cauza lipsei de justificare a acesteia.

*[Titlul VI (pct.434-443) abrogat prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## TITLUL VI

### ECHILIBRAREA REŢELEI DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE

*[Titlul VI (pct.434-629) în redacţia Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## "TITLUL VI

### ECHILIBRAREA REŢELEI DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE

#### Capitolul I

#### DISPOZIŢII GENERALE

#### Secţiunea 1

#### Obiect şi domeniu de aplicare

**434.** Prezentul Titlu stabileşte norme privind echilibrarea reţelei de transport al gazelor naturale, inclusiv norme cu privire la procedurile de nominalizare, plăţile pentru dezechilibru, proceduri asociate plăţii pentru dezechilibrul zilnic şi echilibrarea operaţională între reţelele OST-urilor.

**435.** Prezentul Titlu nu se aplică reconcilierii care ar trebui să aibă loc între alocări şi consumul real derivat din citirile indicaţiilor echipamentelor de măsurare ale consumatorilor finali, dacă acestea sunt disponibile.

**436.** Prezentul Titlu nu se aplică în situaţiile când OST pune în aplicare măsuri specifice stabilite în Regulamentul privind situaţiile excepţionale pe piaţa gazelor naturale şi Planul de acţiuni pentru situaţii excepţionale pe piaţa gazelor naturale aprobate prin Hotărârea Guvernului nr.207/2019 şi în baza regulilor aplicabile Comunităţii Energetice privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale, după caz.

**437.** Drepturile şi obligaţiile care decurg din prezentul Titlu în ceea ce priveşte utilizatorii de sistem se aplică numai utilizatorilor de sistem care au încheiat un acord obligatoriu din punct de vedere juridic care este fie un contract privind prestarea serviciului de transport al gazelor naturale, fie

un contract de altă natură care le permite să înainteze notificări comerciale în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

## **Capitolul II SISTEMUL DE ECHILIBRARE**

### **Secțiunea 1 Principii generale**

**438.** Utilizatorii de sistem au responsabilitatea de a-și echilibra portofoliile de echilibrare pentru a reduce la minimum necesitatea ca OST să întreprindă acțiunile de echilibrare stabilite în prezentul Titlu.

**439.** Normele de echilibrare stabilite în conformitate cu prezentul Titlu trebuie să reflecte necesitățile reale ale sistemului, pornind de la resursele de care dispun OST și să ofere stimulente utilizatorilor de sistem pentru echilibrarea în mod eficient a portofoliilor sale de echilibrare.

**440.** Utilizatorii de sistem au posibilitatea de a încheia un contract cu OST care să le permită să prezinte notificări comerciale, indiferent dacă au contractat capacitatea rețelei de transport al gazelor naturale sau nu.

**441.** În cadrul unei zone de echilibrare unde sunt activi mai mulți OST, prezentul Titlu se aplică tuturor OST din zona de echilibrare respectivă. În cazul în care responsabilitatea pentru menținerea echilibrului în rețelele lor de transport al gazelor naturale a fost transferată către o entitate de echilibrare, prezentul Titlu se aplică entității respective.

### **Secțiunea 2 Notificări comerciale și alocări**

**442.** Schimbul de gaze naturale între 2 portofolii de echilibrare din cadrul unei zone de echilibrare se realizează cu ajutorul unor notificări comerciale de vânzare sau de cumpărare, prezentate către OST cu privire la ziua gazieră respectivă.

**443.** Termenul pentru prezentarea, retragerea și modificarea notificărilor comerciale este definit de către OST în contractul privind prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale sau în alt acord obligatoriu din punct de vedere juridic încheiat cu utilizatorii de sistem, ținând cont de durata de procesare a notificărilor comerciale, dacă este cazul. OST permite utilizatorilor de sistem să prezinte notificări comerciale în apropierea momentului în care notificarea comercială devine efectivă.

**444.** OST reduce la minimum durata de procesare a notificărilor comerciale. Durata de procesare nu trebuie să depășească 30 de minute, cu excepția cazului când momentul în care notificarea comercială devine efectivă, permite prelungirea timpului de prelucrare cu până la 2 ore.

**445.** O notificare comercială conține cel puțin următoarele informații:

- 1) ziua gazieră pentru care se efectuează transportul gazelor naturale;
- 2) codurile de identificare ale portofoliilor 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).

**446.** Dacă OST primește un set corespunzător format dintr-o notificare comercială de vânzare și de cumpărare, iar cantitățile notificate sunt egale, atunci OST trebuie să aloce cantitățile notificate portofoliilor de echilibrare în cauză, după cum urmează:

- 1) portofoliului de echilibrare al utilizatorului de sistem care emite notificarea comercială de vânzare, sub formă de ieșire; precum și
- 2) portofoliului de echilibrare al utilizatorului de sistem care emite notificarea comercială de cumpărare, sub formă de intrare.

**447.** În cazul în care cantitățile notificate menționate la pct.446 nu sunt egale, OST fie alocă cantitatea de notificare mai mică specificată în notificarea comercială respectivă, fie respinge ambele notificări comerciale. Norma aplicabilă este definită de OST în contractul privind prestarea serviciilor de transport aplicabil sau într-un alt acord cu caracter juridic obligatoriu (contractul de echilibrare).

**448.** Furnizorul de servicii de echilibrare nu trebuie împiedicat să acționeze în numele unui utilizator de sistem în scopul pct.446, cu condiția aprobării prealabile a OST.

**449.** Utilizatorul de sistem poate emite o notificare comercială privind o zi gazieră, indiferent dacă acesta a efectuat sau nu o nominalizare cu privire la ziua gazieră respectivă.

**450.** Prevederile prezentei Secțiunii se aplică, mutatis mutandis OST participanți la tranzacționare, în conformitate cu pct.453 subpunctul 1).

### **Capitolul III ECHILIBRAREA OPERAȚIONALĂ**

#### **Secțiunea 1**

##### **Dispoziții generale**

**451.** OST întreprinde acțiuni de echilibrare cu scopul:

1) de a menține regimul de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele parametrilor de funcționare pentru care a fost proiectată;

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 prognozate pentru acea zi gazieră, în așa mod încât să asigure funcționarea economică și eficientă a rețelei de transport al gazelor naturale.

**452.** La desfășurarea acțiunilor de echilibrare, OST ia în considerare cel puțin următoarele aspecte referitoare la zona de echilibrare:

1) prognozele proprii ale OST privind cererea de gaze naturale pentru ziua gazieră și pe parcursul zilei gaziere, pentru care ar putea fi necesară (-e) acțiunea (acțiunile) de echilibrare;

2) informațiile privind nominalizarea (-rile) și alocarea (-rile), precum și fluxurile de gaze naturale măsurate;

3) presiunea gazelor la nivelul întregii (-lor) rețele de transport al gazelor naturale.

**453.** OST întreprinde acțiuni de echilibrare prin:

1) cumpărarea sau vânzarea de produse standardizate pe termen scurt (în continuare - PSTS) pe o platformă de tranzacționare; și/sau

2) utilizarea serviciilor de echilibrare.

**454.** Atunci când efectuează acțiuni de echilibrare, OST trebuie să țină cont de următoarele principii:

1) acțiunile de echilibrare sunt întreprinse în mod nediscriminatoriu;

2) acțiunile de echilibrare trebuie să țină cont de orice obligație a OST de a opera rețeaua de transport al gazelor naturale într-un mod economic și eficient.

#### **Secțiunea 2**

##### **Produse standardizate pe termen scurt**

**455.** PSTS sunt tranzacționate pentru livrarea în cursul zilei sau în ziua următoare, 7 zile pe săptămână, în conformitate cu normele aplicabile platformei de tranzacționare, astfel cum sunt definite de comun acord de operatorul platformei de tranzacționare și OST.

**456.** Participantul la tranzacționare emitent este cel care introduce o ofertă de tranzacționare pe platforma de tranzacționare, iar participantul la tranzacționare receptor este cel care o acceptă.

**457.** În cazul comercializării unui produs titlu:

1) un participant la tranzacționare emite notificarea comercială de vânzare, iar celălalt participant la tranzacționare emite notificarea comercială de cumpărare;

2) ambele notificări comerciale specifică cantitatea de gaze naturale transferată de la participantul la tranzacționare care emite notificarea comercială de vânzare către participantul la tranzacționare care emite o notificare comercială de cumpărare;

3) atunci când se utilizează o cantitate notificată orară, acesta se aplică în mod egal tuturor orelor rămase din ziua gazieră începând cu un anumit moment și este egal cu zero pentru toate orele de dinaintea momentului respectiv.

**458.** În cazul în care se comercializează un produs de localizare (pentru un punct fizic determinat):

1) OST determină punctele de intrare și de ieșire relevante sau grupurile de astfel de puncte care pot fi folosite;

2) toate condițiile menționate la pct.457 sunt îndeplinite;

3) participantul la tranzacționare emitent modifică cantitatea de gaze naturale care urmează să fie livrată către sau preluată din rețeaua de transport în punctul de intrare sau de ieșire specificat cu o cantitate egală cu cantitatea notificată și transmite către OST dovadă faptului că cantitatea a fost modificată;

**459.** În cazul în care se comercializează un produs temporar:

1) condițiile menționate la pct.457 subpunctele 1) și 2) sunt îndeplinite;

2) se aplică o cantitate notificată orară în cazul orelor din ziua gazieră de la un anumit moment de începere până la un anumit moment de încheiere și este egal cu zero pentru toate orele de dinaintea momentului de începere și zero pentru toate orele de după momentul de încheiere.

**460.** În cazul comercializării unui produs de localizare temporar, trebuie îndeplinite condițiile menționate la pct.458 subpunctele 1) și 3) și la pct.459.

**461.** Atunci când stabilesc PSTS, OST din zonele de echilibrare adiacente cooperează în vederea identificării produselor respective. Fiecare OST informează operatorii platformelor de tranzacționare în cauză cu privire la rezultatul acestei cooperări fără nicio întârziere nejustificată.

### **Secțiunea 3**

#### **Servicii de echilibrare**

**462.** OST are dreptul să achiziționeze servicii de echilibrare pentru situațiile 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 sale operaționale sau în absența unei lichidități în ceea ce privește PSTS.

**463.** În scopul îndeplinirii acțiunilor de echilibrare prin intermediul serviciilor de echilibrare, când achiziționează servicii de echilibrare, OST ia în considerare următoarele:

1) modul în care serviciile de echilibrare vor menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele sale operaționale;

2) timpul de răspuns al serviciilor de echilibrare în comparație cu timpul de răspuns specific pentru orice PSTS disponibile;

3) zona unde trebuie livrate gazele naturale;

4) costul estimat al achiziționării și utilizării serviciilor de echilibrare comparativ cu costurile estimate ale utilizării oricăror PSTS disponibile;

5) cerințele privind calitatea gazelor naturale ale OST;

6) măsura în care achiziționarea și utilizarea serviciilor de echilibrare poate afecta lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

**464.** Serviciile de echilibrare sunt achiziționate într-un mod bazat pe piață, prin intermediul unei proceduri de licitație publică, transparentă și nediscriminatorie, în conformitate cu prezentul Cod și Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.534/2019, în special:

1) înainte de a încheia un contract privind furnizarea serviciilor de echilibrare, OST publică o cerere de ofertă nerestrictivă indicând scopul, domeniul de aplicare și instrucțiunile aferente pentru a permite ofertanților să participe la procedura de licitație;

2) rezultatele sunt publicate fără a aduce atingere protecției informațiilor sensibile din punct de vedere comercial, iar rezultatele individuale sunt prezentate fiecărui ofertant în parte.

**465.** Agenția poate aproba o altă procedură transparentă și nediscriminatorie decât licitația publică..

**466.** Cu excepția cazului în care, printr-o hotărâre a Agenției, se permite o durată mai mare a de prestare a unui serviciu de echilibrare, durata prestării unui astfel de serviciu nu trebuie să depășească un an, iar data de început trebuie să survină în termen de 12 luni de la angajamentul obligatoriu luat de părțile contractante.

**467.** OST își reexaminează anual utilizarea serviciilor sale de echilibrare, în vederea analizării dacă PSTS disponibile ar îndeplini într-o mai mare măsură cerințele operaționale ale OST și dacă utilizarea serviciilor de echilibrare ar putea fi redusă în anul următor.

**468.** OST publică pe pagina sa electronică anual informațiile referitoare la serviciile de echilibrare achiziționate (contractate) și costurile aferente suportate.

## **Secțiunea 4**

### **Ordinea de merit**

**469.** Sub rezerva principiilor stabilite la pct.454 atunci când decide în privința acțiunilor de echilibrare adecvate, OST ia următoarele măsuri:

1) acordă prioritate utilizării de produse titlu, atunci când și în măsura în care acest lucru este adecvat, în raport cu oricare alte PSTS disponibile;

2) utilizează celelalte PSTS atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

a) produse de localizare, atunci când, pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limite operaționale, sunt necesare modificări ale fluxului de gaze naturale la anumite puncte de intrare și/sau de ieșire și/sau pentru a începe la un moment dat în cursul unei zile gaziere;

b) produse temporare, atunci când, pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limite operaționale, sunt necesare modificări ale fluxului de gaze pe parcursul unei anumite perioade de timp în cursul unei zile gaziere. OST utilizează un produs temporar numai atunci când acest lucru ar fi mai economic și mai eficient decât achiziționarea și vânzarea unei combinații de produse titlu sau de produse de localizare;

c) produse localizate temporare, atunci când, pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele sale operaționale, sunt necesare modificări ale fluxului de gaze naturale la anumite puncte de intrare și/sau de ieșire și pe parcursul unei anumite perioade de timp, în decursul unei zile gaziere. OST utilizează un produs temporar numai atunci când acest lucru ar fi mai economic și mai eficient decât achiziționarea și vânzarea unei combinații de produse de localizare;

3) utilizează servicii de echilibrare numai atunci când PSTS nu oferă sau este posibil să nu ofere, în urma evaluării OST în cauză, soluția necesară pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele sale operaționale.

OST ține seama de eficiența din punctul de vedere al costurilor în cadrul nivelurilor corespunzătoare ale ordinii de merit menționate la subpunctele 1)-3).

**470.** Atunci când tranzacționează PSTS, OST acordă prioritate utilizării produselor intrazilnice în detrimentul produselor pentru ziua următoare, după caz și în măsura adecvată.

**471.** OST poate solicita acordul Agenției pentru a tranzacționa în cadrul unei zone de echilibrare adiacente și a transporta gazele naturale către și din respectiva zonă de echilibrare ca alternativă la tranzacționarea de produse titlu și/sau de produse de localizare în propria (propriile) zonă (zone) de echilibrare. Atunci când decide în privința acordului, Agenția poate examina soluții alternative pentru îmbunătățirea funcționării pieței interne. Termenii și condițiile aplicabile sunt reexaminat anual de către OST și de către Agenție. Recurgerea la această acțiune de echilibrare nu limitează accesul la capacitatea din punctul de interconectare respectiv și nici utilizarea acestei capacități de către utilizatorii de sistem.

**472.** OST publică anual informații privind costurile, frecvența și numărul acțiunilor de echilibrare întreprinse în conformitate cu fiecare dintre cerințele prevăzute la pct.469, precum și costurile, frecvența și numărul acțiunilor de echilibrare întreprinse în conformitate cu pct.471.

## **Secțiunea 5**

### **Platforma de tranzacționare**

**473.** În scopul achiziționării de PSTS, OST tranzacționează pe o platformă de tranzacționare care îndeplinește următoarele criterii:

1) oferă un sprijin suficient pe parcursul zilei gaziere atât utilizatorilor de sistem, pentru a comercializa, cât și OST, pentru a întreprinde acțiuni de echilibrare adecvate prin tranzacționarea PSTS;

2) oferă un acces transparent și nediscriminatoriu;

3) furnizează servicii în baza principiului de egalitate;

4) asigură anonimatul tranzacționării cel puțin până în momentul încheierii unei tranzacții;

5) oferă o descriere detaliată a ofertelor curente pentru toți participanții la tranzacționare;

6) garantează că toate tranzacțiile sunt notificate în mod corespunzător OST.

**474.** OST va garanta respectarea criteriilor prevăzute la pct.473, cel puțin în cadrul unei platforme de tranzacționare. Dacă nu reușește să asigure respectarea acestor criterii cel puțin în cadrul unei platforme de tranzacționare, OST ia toate măsurile necesare pentru crearea unei platforme de echilibrare sau a unei platforme de echilibrare comune, astfel cum este prevăzut în Secțiunea 3, Capitolul X din prezentul Titlu.

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

**476.** Participantul la tranzacționare are responsabilitatea de a prezenta notificarea comercială OST, în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitolul, cu excepția cazului în care responsabilitatea este atribuită operatorului platformei de tranzacționare sau unei terțe părți, în conformitate cu regulile aplicabile platformei de tranzacționare.

**477.** Operatorul platformei de tranzacționare:

1) publică fără întârziere evoluția prețului marginal de cumpărare și a prețului marginal de vânzare după fiecare tranzacție; sau

2) transmite OST informațiile relevante atunci când OST alege să publice evoluția prețului marginal de cumpărare și prețului marginal de vânzare. OST publică fără întârziere informațiile în cauză.

În cazul în care în aceeași zonă de echilibrare există mai mulți operatori de platforme de tranzacționare se aplică subpunctul 2).

**478.** Operatorul platformei de tranzacționare permite utilizatorilor de sistem să efectueze tranzacții pe platforma sa de tranzacționare numai dacă au dreptul să prezinte notificări comerciale.

**479.** OST informează fără întârziere operatorul platformei de tranzacționare dacă un utilizator de sistem a pierdut dreptul de a emite notificări comerciale în conformitate cu contractele încheiate, fapt care conduce la suspendarea dreptului utilizatorului de sistem de a tranzacționa pe platforma de tranzacționare, fără a aduce atingere celorlalte căi de atac care ar putea fi disponibile într-un astfel de caz pentru operatorul platformei de tranzacționare, în conformitate cu normele aplicabile platformei de tranzacționare.

## **Secțiunea 6 Stimulente**

**480.** În scopul promovării lichidității pieței angro de gaze naturale pe termen scurt, Agenția poate stimula OST să întreprindă acțiuni de echilibrare în mod eficient sau să maximizeze desfășurarea de acțiuni de echilibrare prin comerțul cu PSTS.

**481.** OST poate prezenta Agenției, spre aprobare, un mecanism de stimulare care să fie coerent cu principiile generale stabilite în prezentul Titlu. Agenția va examina cererea OST în termen de 30 de zile de la prezentarea informației necesare.

**482.** Anterior prezentării propunerii menționate la pct.481 OST consultă părțile interesate, la inițiativa proprie a OST sau la solicitarea Agenției.

**483.** Mecanismul de stimulare:

1) se bazează pe performanța OST, prin intermediul plăților plafonate acordate acestuia în cazul unei supra performanțe și pretinse de la acesta în cazul unei performanțe insuficiente, măsurate în raport cu obiectivele de performanță prestabilite, care pot include printre altele obiective privind costurile;

2) ia în considerare mijloacele pe care OST le are la dispoziție, în vederea controlului performanței

3) garantează faptul că aplicarea acestora reflectă în mod corect distribuirea responsabilităților între părțile participante;

4) este adaptat la stadiul de dezvoltare a pieței gazelor naturale, acolo unde urmează să fie pus în aplicare;

5) face obiectul unei revizuirii periodice de către Agenție, în strânsă colaborare cu OST, pentru a se evalua unde și în ce măsură ar putea fi nevoie de modificări.

## **Capitolul IV NOMINALIZĂRI**



## **Secțiunea 1**

### **Dispoziții generale**

**484.** Cantitatea de gaze naturale care urmează să fie menționată în nominalizare și în renominalizare este exprimată fie în kWh/zi pentru nominalizările și renominalizările zilnice, fie în kWh/h pentru nominalizările și renominalizările orare.

**485.** OST poate solicita utilizatorilor de sistem să ofere informații suplimentare privind nominalizările și renominalizările, pe lângă cerințele prevăzute în prezentul Titlu, inclusiv o prognoză actualizată și detaliată a intrărilor și ieșirilor prognozate, în conformitate cu necesitățile specifice ale OST.

**486.** Secțiunile 2 - 5 din prezentul Capitol, privind nominalizările și renominalizările pentru produsele de capacitate negrupată se aplică, mutatis mutandis, nominalizărilor și renominalizărilor unice pentru produsele de capacitate grupată. OST cooperează în scopul punerii în aplicare a normelor privind nominalizarea și renominalizarea pentru produsele de capacitate grupată în punctele de interconectare.

**487.** Pct.497 și pct.500 se aplică fără a aduce atingere noimei privind duratele minime ale întreruperilor menționate la pct.306.

## **Secțiunea 2**

### **Informații privind nominalizările și renominalizările în punctele de interconectare**

**488.** Nominalizările și renominalizările transmise de către utilizatorii de sistem către OST cu privire la punctele de interconectare trebuie să conțină cel puțin următoarele informații:

- 1) identificarea punctului de interconectare;
- 2) direcția fluxului de gaze naturale;
- 3) datele de identificare ale utilizatorului de sistem sau, după caz, datele de identificare ale portofoliului de echilibrare al acestuia;
- 4) datele de identificare ale contrapărții utilizatorului de sistem sau, dacă se aplică, datele de identificare ale portofoliului de echilibrare al acestuia;
- 5) timpul de început și de sfârșit al fluxului de gaze naturale pentru care este prezentată nominalizarea sau renominalizarea;
- 6) ziua gazieră Z;
- 7) cantitatea de gaze naturale care se solicită să fie transportată.

## **Secțiunea 3**

### **Procedura de nominalizare la punctele de interconectare**

**489.** Un utilizator de sistem este în drept să prezinte OST o nominalizare pentru ziua gazieră Z, nu mai târziu de termenul limită pentru nominalizări din ziua gazieră Z-1. Termenul limită de efectuare a nominalizărilor este ora 13:00 UTC (ora de iarnă) sau ora 12:00 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1.

**490.** Ultima nominalizare primită de OST de la un utilizator de sistem înainte de termenul de nominalizare este luată în considerare de OST.

**491.** OST trimite respectivilor utilizatori de sistem mesajul privind cantitățile confirmate nu mai târziu de termenul limită de confirmare din ziua gazieră Z-1. Termenul limită de confirmare este ora 15:00 UTC (ora de iarnă) sau ora 14:00 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1.

**492.** OST de pe fiecare parte a punctului de interconectare pot conveni asupra prezentării unui ciclu de nominalizare prealabilă în cadrul căruia:

- 1) utilizatorii de sistem nu sunt obligați să prezinte nominalizări;
- 2) utilizatorii de sistem pot prezenta OST nominalizările pentru ziua gazieră Z până cel târziu la ora 12:00 UTC (ora de iarnă) sau ora 11:00 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1;
- 3) OST trimite respectivilor utilizatori de sistem mesajul privind cantitățile procesate cel târziu la ora 12:30 UTC (ora de iarnă) sau la ora 11:30 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1.

**493.** În lipsa unei nominalizări valide trimise de către utilizatorul de sistem înainte de termenul limită pentru nominalizare, OST aplică norma de nominalizare implicită convenită între respectivii

OST. Norma de nominalizare implicită aplicabilă într-un punct de interconectare este pusă la dispoziția utilizatorilor de sistem aferenți OST.

#### **Secțiunea 4**

##### **Procedura de renominalizare la punctele de interconectare**

**494.** Un utilizator de sistem poate prezenta renominalizări pe durata perioadei de renominalizare, care începe imediat după termenul limită pentru confirmare și se încheie în decurs de minimum 3 ore înainte de încheierea zilei gaziere Z. OST inițiază un ciclu de renominalizare la începutul fiecărei ore din perioada de renominalizare.

**495.** Ultima renominalizare primită de către OST din partea unui utilizator de sistem înainte de începerea ciclului de renominalizare este luată în considerare de către OST în ciclul de renominalizare.

**496.** OST trimite respectivilor utilizatori de sistem mesajul privind cantitățile confirmate în termen de 2 ore de la începutul fiecărui ciclu de renominalizare. Momentul de început al modificării efective a fluxului de gaze naturale este la 2 ore de la începutul ciclului de renominalizare, cu excepția cazului în care:

- 1) utilizatorul de sistem solicită o oră ulterioară; sau
- 2) OST permite un timp anterior.

**497.** Se presupune că orice modificare a fluxului de gaze naturale are loc la începutul fiecărei ore.

#### **Secțiunea 5**

##### **Dispoziții specifice la punctele de interconectare**

**498.** În cazul în care nominalizările și renominalizările zilnice și cele orare coexistă într-un punct de interconectare, OST sau autoritățile naționale de reglementare (după caz) pot consulta părțile interesate pentru a stabili oportunitatea prezentării nominalizărilor și renominalizărilor armonizate de ambele părți ale punctului de interconectare. Consultarea trebuie să țină cont de cel puțin următoarele:

- 1) impactul financiar asupra OST și asupra utilizatorilor de sistem;
- 2) impactul asupra comerțului transfrontalier;
- 3) impactul asupra regimului de echilibrare zilnică în punctul (punctele) de interconectare.

**499.** În urma acestei consultări, modificările propuse, dacă există, sunt aprobate de Agenție în cel mult 10 zile lucrătoare de la recepție. Din momentul în care modificările propuse sunt aprobate, OST modifică în consecință acordurile de interconectare existente și contractele pentru prestarea serviciilor de transport sau alte acorduri cu caracter juridic obligatoriu și publică modificările respective.

#### **Secțiunea 6**

##### **Respingerea nominalizărilor și a renominalizărilor sau modificarea cantității de gaze naturale solicitate la punctele de interconectare**

**500.** OST poate respinge:

1) o nominalizare sau o renominalizare cel târziu la 2 ore după termenul pentru nominalizare sau de la începutul ciclului de renominalizare în următoarele cazuri:

- a) dacă aceasta nu respectă cerințele privind conținutul;
- b) dacă aceasta este prezentată de o altă entitate decât un utilizator de sistem;
- c) dacă acceptarea nominalizării sau a renominalizării zilnice ar conduce la o rată negativă a fluxului de nominalizare implicit;
- d) dacă aceasta depășește capacitatea alocată a utilizatorului de sistem;

2) o renominalizare până cel târziu la 2 ore după începutul ciclului de renominalizare în următoarele cazuri suplimentare:

a) dacă aceasta depășește capacitatea alocată a utilizatorului de sistem pentru orele rămase, cu excepția cazului în care renominalizarea este prezentată pentru a solicita capacitate întreruptibilă, în cazul în care OST pune la dispoziție o astfel de capacitate;

b) dacă acceptarea renominalizărilor orare ar conduce la o modificare așteptată a fluxului de gaze naturale înainte de încheierea ciclului de renominalizare.

**501.** OST nu respinge o nominalizare sau o renominalizare a utilizatorului de sistem pentru simplul motiv că intrările estimate ale respectivului utilizator de sistem nu sunt egale cu ieșirile estimate ale acestuia.

**502.** În cazul respingerii unei renominalizări, OST utilizează ultima cantitate confirmată a utilizatorului de sistem, dacă aceasta există.

**503.** Fără a aduce atingere termenilor și condițiilor specifice aplicabile în cazul capacității întreruptibile și al capacității care face obiectul normelor de gestionare a congestiei, OST poate, în principiu, să modifice cantitatea de gaze naturale solicitată conform unei nominalizări și unei renominalizări numai în circumstanțe excepționale și în situații de urgență, atunci când există un pericol evident la adresa securității și stabilității sistemului. OST notifică Agenției orice acțiune întreprinsă în acest sens.

## Secțiunea 7

### Procedura de nominalizare și de renominalizare în alte puncte decât punctele de interconectare

**504.** Agenția stabilește punctele, altele decât punctele de interconectare, în care este nevoie de nominalizări și renominalizări, în cazul în care aceste puncte nu au fost deja stabilite după consultarea OST.

**505.** Atunci când nominalizările și renominalizările sunt necesare în alte puncte decât punctele de interconectare, se aplică următoarele principii:

- 1) utilizatorii de sistem au dreptul să prezinte renominalizări pentru ziua gazieră;
- 2) OST confirmă sau resping nominalizările și renominalizările transmise, ținând cont de termenele menționate la Secțiunea 6 din prezentul Capitol.

## Capitolul V

### PLĂȚILE PENTRU DEZECHILIBRU ZILNIC

#### Secțiunea 1

##### Dispoziții generale

**506.** Utilizatorii de sistem au obligația să plătească sau au dreptul să primească (după caz) plăți pentru dezechilibru zilnic în legătură cu cantitatea lor de dezechilibru zilnic pentru fiecare zi gazieră.

**507.** Plățile pentru dezechilibru zilnic sunt indicate separat în facturile emise de OST către utilizatorii de sistem.

**508.** Plata pentru dezechilibru zilnic trebuie să fie bazată pe costuri și să țină cont de prețurile aferente acțiunilor de echilibrare ale OST (dacă există) și de ajustarea minoră stabilită la pct.522.

#### Secțiunea 2

##### Metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic

**509.** OST elaborează și prezintă Agenției pentru aprobare, metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic care urmează să fie aplicată în zona sa de echilibrare.

**510.** Odată aprobată, metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic, și orice modificări ulterioare se publică pe pagina electronică a OST.

**511.** Metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic stabilește:

- 1) calcularea cantității de dezechilibru zilnic menționată la Secțiunea 3 din prezentul Capitol;
  - 2) derivarea/ prețului aplicabil prevăzut în la Secțiunea 4 din prezentul Capitol;
- precum și
- 3) oricare alt parametru necesar.

#### Secțiunea 3

##### Calcularea cantității de dezechilibru zilnic

**512.** OST calculează o cantitate de dezechilibru zilnic pentru fiecare portofoliu de echilibrare al utilizatorului de sistem, pentru fiecare zi gazieră, în conformitate cu următoarea formulă:

cantitatea de dezechilibru zilnic = intrări - ieșiri

**513.** Calcularea cantității de dezechilibru zilnic se adaptează, în cazul în care:

- 1) se oferă un serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă;
- 2) există orice alt tip de contract prin care utilizatorii de sistem furnizează gaze naturale, inclusiv gaze naturale, pentru a acoperi;
  - a) cantitatea de gaze naturale care nu figurează ca fiind preluată din sistem, cum ar fi pierderile, erorile de măsurare; și/sau

b) gazele naturale utilizate de OST pentru exploatarea sistemului, precum combustibil gazos.

**514.** Dacă suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale (intrările) este egală cu suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale (ieșirile) în ziua gazieră respectivă, utilizatorul de sistem este considerat a fi echilibrat pentru ziua gazieră respectivă.

**515.** Dacă suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale în ziua gazieră (intrările) nu este egală cu suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale (ieșirile), din ziua gazieră respectivă, utilizatorul de sistem se consideră în dezechilibru negativ pentru ziua gazieră respectivă și se aplică plății pentru dezechilibru zilnic în conformitate cu Secțiunea 5 din prezentul Capitol.

**516.** OST transmite unui utilizator de sistem cantitățile sale de dezechilibru zilnic inițiale și finale, în conformitate cu Secțiunea 6 din prezentul Capitolul.

**517.** Plata pentru dezechilibru zilnic se bazează pe cantitatea finală de dezechilibru zilnic.

#### **Secțiunea 4 Prețul aplicabil**

**518.** În vederea calculării plății pentru dezechilibru zilnic prevăzut în pct.518 - 519, prețul aplicabil se determină după cum urmează:

- 1) prețul marginal de vânzare, atunci când cantitatea de dezechilibru zilnic este pozitivă (intrările utilizatorului de sistem pentru ziua gazieră respectivă depășesc ieșirile sale pentru aceeași zi); sau
- 2) prețul marginal de cumpărare, atunci când cantitatea de dezechilibru zilnic este negativă (ieșirile utilizatorului de sistem pentru ziua gazieră respectivă depășesc intrările sale pentru aceeași zi).

**519.** Prețul marginal de vânzare și prețul marginal de cumpărare se calculează pentru fiecare zi gazieră astfel:

1) prețul marginal de vânzare este cea mai mică valoare dintre:

a) cel mai mic preț dintre toate vânzările de produse titlu la care a participat OST în ziua gazieră respectivă; sau

b) prețul de referință pentru ziua gazieră în cauză minus o ajustare minoră.

2) un preț marginal de cumpărare este cea mai mare valoare dintre cele 2 prețuri de mai jos:

a) cel mai mare preț dintre toate achizițiilor de produse titlu la care a participat OST în ziua gazieră respectivă; sau

b) prețul de referință în ziua gazieră respectivă la care se adaugă o ajustare minoră.

**520.** În scopul determinării prețului marginal de vânzare, a prețului marginal de cumpărare și a prețului de referință, tranzacțiile aferente se realizează pe platforme de tranzacționare, care sunt identificate în prealabil de către OST și aprobate de Agenție. Prețul de referință este prețul mediu ponderat al gazelor naturale aferent tranzacțiilor cu gaze naturale cu produse titlu efectuate în punctul de tranzacționare virtual cu privire la o zi gazieră.

În cazul în care dispozițiile de la pct.519 subpunctele 1) și 2) nu permit calcularea unui preț marginal de vânzare și/sau a unui preț de vânzare marginal, se stabilește o normă standard.

**521.** Sub rezerva aprobării de către Agenție, prețul produselor localizate poate fi luat în considerare în scopul determinării prețului marginal de vânzare, a prețului marginal de cumpărare și a prețului de referință, atunci când OST propune acest lucru, ținându-se cont în mod corespunzător de măsura în care OST utilizează produse de localizare.

**522.** Ajustarea minoră:

- 1) stimulează utilizatorii de sistem în vederea echilibrării intrărilor și ieșirilor lor;

2) este elaborată și aplicată în mod nediscriminatoriu pentru:

a) a nu descuraja intrarea pe piață;

b) a nu împiedica dezvoltarea de piețe concurențiale;

3) nu are un impact negativ asupra comerțului transfrontalier;

4) nu conduce la o expunere financiară excesivă a utilizatorilor de sistem la prețuri de dezechilibru zilnic.

**523.** Valoarea ajustării minore poate varia în funcție de prețul marginal de cumpărare și a prețului marginal de vânzare. Valoarea ajustării minore nu trebuie să depășească 10 % din prețul de referință, cu excepția cazului în care OST în cauză poate prezenta Agenției o deviere de la această regulă și pentru care poate obține o aprobare din partea acesteia în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

## Secțiunea 5

### Plata pentru dezechilibru zilnic

**524.** Pentru a calcula plata pentru dezechilibru zilnic pentru fiecare utilizator de sistem, OST înmulțește cantitatea de dezechilibru zilnic a utilizatorului de sistem cu prețul aplicabil determinat în conformitate Secțiunea 3 din prezentul Capitol.

**525.** Plățile pentru dezechilibru zilnic se aplică după cum urmează:

1) în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic a unui utilizator de sistem pentru ziua gazieră este pozitivă, se consideră că utilizatorul de sistem a vândut gaze naturale OST într-o cantitate echivalentă cu cantitatea de dezechilibru zilnic și, prin urmare, are dreptul să la achitarea corespunzătoare a plăților pentru dezechilibru zilnic de la OST; precum și

2) în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic a unui utilizator de sistem pentru ziua gazieră este negativă, se consideră că utilizatorul de sistem a achiziționat gaze naturale de la OST într-o cantitate echivalentă cu cantitatea de dezechilibru zilnic, prin urmare, are obligația să plătească plăți pentru dezechilibru zilnic OST.

## Capitolul VI

### OBLIGAȚII INTRAZILNICE

#### Secțiunea 1

##### Dispoziții generale

**526.** Un OST are dreptul să aplice obligații intrazilnice doar pentru a stimula utilizatorii de sistem să-și gestioneze poziția intrazilnică în vederea garantării integrității sistemului de transport al gazelor naturale și reducerii la minimum a necesității de a întreprinde acțiuni de echilibrare.

**527.** Atunci când OST i se solicită să transmită informații utilizatorilor de sistem pentru a le permite să își gestioneze expunerile asociate pozițiilor din cursul zilei, astfel de informații le vor fi transmise în mod regulat. Dacă este cazul, informațiile sunt transmise o singură dată pe baza unei cereri formulate de către fiecare utilizator de sistem în parte.

#### Secțiunea 2

##### Tipuri de obligații intrazilnice

**528.** Există 3 tipuri de obligații intrazilnice, fiecare dintre acestea stimulând utilizatorul de sistem în vederea atingerii unui obiectiv specific în conformitate cu prezentul punct.

1) Obligație intrazilnică la nivel de sistem.

Această obligație este prevăzută în vederea acordării de stimulente utilizatorilor de sistem pentru menținerea rețelei de transport în limitele sale operaționale și stabilește următoarele:

a) limitele operaționale ale rețelei de transport al gazelor naturale între care trebuie să se mențină aceasta;

b) acțiunile pe care utilizatorii de sistem le pot întreprinde pentru a menține rețeaua de transport în limitele operaționale;

c) acțiunile de echilibrare întreprinse în consecință de OST atunci când limitele operaționale ale rețelei de transport al gazelor naturale sunt aproape atinse sau chiar atinse;

d) atribuirea costurilor și/sau a veniturilor în rândul utilizatorilor de sistem și/sau consecințele asupra poziției intrazilnice a respectivilor utilizatori de sistem, rezultate în urma acțiunilor de echilibrare întreprinse de către OST;

e) plata aferentă care se bazează pe poziția individuală intrazilnică a utilizatorului de sistem.

2) Obligație intrazilnică cu privire la portofoliul de echilibrare

Această obligație are scopul a stimula utilizatorii de sistem să își mențină poziția lor individuală pe durata zilei gaziere într-un interval stabilit anterior cuprinzând următoarele elemente:

a) pentru fiecare portofoliu de echilibrare, intervalul în care trebuie să se înscrie acesta;

b) modalitatea prin care se determină intervalul menționat mai sus;

c) consecințele pentru utilizatorii de sistem care nu se mențin în intervalul definit și, după caz, detaliile privind modul în care se stabilește (calculează) o plată corespunzătoare;

d) plata aferentă care se bazează pe poziția individuală în cursul zilei a utilizatorului de sistem.

3) Obligație intrazilnică la punctul de intrare-ieșire;

Scopul acestei obligații este de a oferi stimulente utilizatorilor de sistem în vederea limitării fluxului de gaze naturale sau a variației fluxului de gaze naturale în anumite condiții specifice ce apar la anumite puncte de intrare-ieșire și cuprinde următoarele elemente:

a) limitele privind fluxul de gaze naturale și/sau variația fluxului de gaze naturale;

b) punctul de intrare și/sau ieșire sau grupurile de puncte de intrare și/sau ieșire cărora li se aplică astfel de limite;

c) condițiile în care se aplică aceste limite;

d) consecințele nerespectării acestor limite.

Această obligație vine în completarea oricărui alt acord încheiat cu consumatorii finali care prevăd, printre altele, restricții și obligații localizate specifice privind fluxul fizic de gaze naturale.

### Secțiunea 3

#### Cerințe privind obligațiile intrazilnice

**529.** OST poate propune Agenției o obligație intrazilnică sau o modificare a acesteia. Aceasta poate combina caracteristici ale diferitelor tipuri de obligații intrazilnice descrise Secțiunea 2 al prezentului Capitol, cu condiția ca propunerea să îndeplinească criteriile stabilite la pct.531. Dreptul OST de a prezenta o astfel de propunere nu aduce atingere dreptului Agenției de a aproba din propria inițiativă o hotărâre în acest sens.

**530.** Orice obligație intrazilnică trebuie să îndeplinească următoarele criterii:

1) obligația intrazilnică și plata aferentă, dacă aceasta există, nu trebuie să creeze bariere nejustificate pentru comerțul transfrontalier și intrării pe piață a unor noi utilizatori de sistem;

2) obligația intrazilnică se aplică numai în cazul în care utilizatorii de sistem primesc informații suficiente înaintea aplicării unei eventuale plăți intrazilnice cu privire la intrările și/sau ieșirile acestora și dispun de mijloace rezonabile să acționeze pentru gestionarea expunerii lor;

3) principale costuri suportate de utilizatorii de sistem în legătură cu obligațiile de echilibrare ale acestora se referă la poziția acestora la sfârșitul zilei gaziere;

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

5) obligația intrazilnică nu conduce la o regularizare (decontare) financiară a utilizatorilor de sistem pe poziția zero pe durata zilei gaziere;

6) beneficiile introducerii unei obligații intrazilnice, pentru exploatarea economică și eficientă a rețelei de transport al gazelor naturale, depășesc orice impact negativ potențial al acesteia, inclusiv asupra lichidității tranzacțiilor la punctul virtual de tranzacționare.

**531.** OST poate propune diferite obligații intrazilnice pentru diferite categorii de puncte de intrare sau ieșire, cu scopul de a oferi stimulente mai bune diferitor categorii de utilizatori de sistem și a evita subvențiile încrucișate. Dreptul OST de a prezenta o astfel de propunere nu aduce atingere dreptului Agenției de a aproba o hotărâre în acest sens, din proprie inițiativă.

**532.** OST consultă părțile interesate, inclusiv Agenția, OSD și OST afectați din zone de echilibrare adiacente, cu privire la oricare obligație intrazilnică pe care intenționează să o introducă, inclusiv metodologia și ipotezele utilizate pentru concluzionarea faptului că aceasta îndeplinește criteriile stabilite la pct.530.

**533.** Ca urmare a procesului de consultare, OST elaborează un document de recomandare care să includă propunerea finală și o analiză a următoarelor elemente:

1) necesitatea obligației intrazilnice, având în vedere caracteristicile rețelei de transport al gazelor naturale și flexibilitatea de care dispune OST prin achiziționarea și vânzarea de PSTS sau prin utilizarea serviciilor de echilibrare în conformitate cu Capitolul III al prezentului Titlu;

2) informațiile disponibile pentru a permite utilizatorilor de sistem să își gestioneze în timp util pozițiile în cursul zilei;

3) impactul financiar estimat asupra utilizatorilor de sistem;

4) efectul asupra intrării pe piață a unor noi utilizatori de sistem, inclusiv orice impact negativ nejustificat asupra acesteia;

5) efectul asupra comerțului transfrontalier, inclusiv impactul potențial asupra echilibrării în zonele de echilibrare adiacente;

6) impactul asupra pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt, inclusiv asupra lichidității acesteia;

7) caracterul nediscriminatoriu al obligației intrazilnice.

**534.** OST prezintă documentul de recomandare Agenției pentru aprobarea propunerii în conformitate cu procedura stabilită în Secțiunea 4 din prezentul Capitol. În paralel, OST publică acest document de recomandare, sub rezerva oricăror obligațiuni de confidențialitate pe care ar putea fi obligat să le respecte.

## Secțiunea 4

### Procesul decizional al Agenției

**535.** Agenția adoptă și publică o hotărâre motivată în termen de 6 luni de la primirea documentului de recomandare complet. La luarea hotărârii de aprobare sau nu a obligației intrazilnice propuse, Agenția analizează dacă obligația respectivă îndeplinește criteriile stabilite la pct.530.

**536.** Înaintea luării deciziei motivate, Agenția se consultă cu autoritățile naționale de reglementare ale Partilor Contractante a Comunității Energetice adiacente și statelor membre UE adiacente și ține seama de opiniile acestora. Agenția va consulta Comitetul de reglementare al CE cu privire la decizia menționată la pct.535.

**537.** În cazul în care OST are una sau mai multe obligații la data intrării în vigoare a prezentului Titlu, acesta urmează, în termen de 6 luni de la data respectivă, să aplice procedura prevăzută la punctele 535-536 și prezintă Agenției obligația (obligațiile) intrazilnică (-e), în conformitate cu punctul 535, pentru a obține aprobarea utilizării acesteia (acestora).

## Capitolul VII

### MĂSURI PRIVIND NEUTRALITATEA

## Secțiunea 1

### Principii de neutralitate

**538.** OST nu înregistrează câștiguri sau pierderi ca urmare a achitării sau perceperii plății pentru dezechilibru zilnic, plății intrazilnice, plăților privind acțiunile de echilibrare și de alte cheltuieli legate de activitățile de echilibrare, care reprezintă de fapt toate activitățile desfășurate de OST în vederea îndeplinirii obligațiilor prevăzute în prezentul Titlu.

**539.** OST transferă către utilizatorii de sistem:

1) toate costurile și veniturile rezultate din plățile pentru dezechilibru zilnic și din plățile intrazilnice;

2) toate costurile și veniturile rezultate din acțiunile de echilibrare întreprinse în temeiul prevederilor din Secțiunea 4 Capitolul IV din prezentul Titlu, cu excepția cazului în care Agenția consideră respectivele costuri și venituri ca fiind suportate în mod ineficient în conformitate cu **normele naționale aplicabile**. O astfel de considerație se bazează pe o evaluare care:

a) demonstrează în ce măsură OST ar fi putut să reducă în mod rezonabil costurile suportate pentru desfășurarea acțiunii de echilibrare; precum și

b) se realizează cu privire la informațiile, timpul și instrumentele aflate la dispoziția OST în momentul în care a decis să întreprindă acțiunea de echilibrare;

3) toate celelalte costuri și venituri aferente activităților de echilibrare întreprinse de OST, cu excepția cazului în care Agenția consideră respectivele costuri și venituri ca fiind suportate în mod ineficient în conformitate cu **normele naționale** aplicabile.

**540.** Atunci când se pune în aplicare un stimulent pentru promovarea desfășurării eficiente de acțiuni de echilibrare, pierderile financiare cumulate se limitează la costurile și veniturile suportate în mod ineficient de către OST.

**541.** OST publică datele relevante privind plățile cumulate menționate la pct.539 și plățile cumulate de neutralitate, cel puțin cu aceeași frecvență cu care sunt facturate plățile respective către utilizatorii de sistem, dar nu mai puțin de o dată pe lună.

**542.** Fără a aduce atingere punctelor 539-540, OST poate în calitate de responsabil de echilibrare, să beneficieze de un mecanism de stimulare, în conformitate cu Secțiunea 6 Capitolul III din prezentul Titlu.

## Secțiunea 2

### Fluxurile de numerar privind neutralitatea echilibrării

**543.** Plata pentru neutralitate în scop de echilibrare (în continuare - plata pentru neutralitate) este plătită utilizatorului de sistem sau de către acesta.

**544.** OST elaborează și prezintă la Agenție metoda pentru calcularea plăților pentru neutralitate în scop de echilibrare, inclusiv repartizarea lor în rândul utilizatorilor de sistem și normele de administrare (gestionare) a riscului de credit.

**545.** Plata pentru neutralitate trebuie să fie proporțională utilizării de către utilizatorul de sistem a punctelor de intrare sau de ieșire relevante sau de rețeaua de transport al gazelor naturale.

**546.** Plata pentru neutralitate în scop de echilibrare se menționează separat atunci când este facturată utilizatorilor de sistem, iar factura este însoțită de suficiente informații/documente justificative definite în metoda menționată la pct.547.

**547.** În cazul în care se aplică varianta 2 a modelului de informare plata pentru neutralitate pentru echilibrare se poate baza pe costurile și pe veniturile estimate, iar metoda OST pentru stabilirea plăților de neutralitate în scop de echilibrare prevede norme referitoare la o plată pentru neutralitate separată cu privire la ieșirile cu măsurare nonzilnică.

**548.** După caz, metoda elaborată de OST pentru calcularea plății pentru neutralitate poate prevedea norme pentru împărțirea în diferite componente a plății pentru neutralitate și repartizarea ulterioară a sumelor corespunzătoare în rândul utilizatorilor de sistem, în vederea reducerii subvențiilor încrucișate.

## Secțiunea 3

### Măsuri privind administrarea riscului de credit

**549.** OST are dreptul să ia măsurile necesare și să solicite utilizatorilor de sistem includerea cerințelor contractuale necesare, inclusiv garanții de securitate financiară, pentru a reduce riscul de neplată aferent plăților datorate pentru plățile menționate în Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

**550.** Clauzele contractuale trebuie să fie transparente, să respecte principiul egalității, să fie proporționale scopului și să fie definite în metoda menționată în pct.544.

**551.** În cazul neefectuării unei plăți care poate fi atribuită unui utilizator de sistem, OST nu este răspunzător de pierderile suferite, cu condiția ca măsurile și cerințele menționate în punctele 549 și 550 să fi fost puse în aplicare în mod adecvat, iar astfel de pierderi se recuperează în conformitate cu metoda menționată în pct.544.

## Capitolul VIII

### PREZENTAREA INFORMAȚIILOR

## Secțiunea 1

### Dispoziții generale

#### Obligațiile de informare ale OST față de utilizatorii de sistem

**552.** Informațiile furnizate utilizatorilor de sistem de către OST se referă la:



1) starea generală a rețelei de transport al gazelor naturale în conformitate cu Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019;

2) acțiunile de echilibrare ale OST, menționate în Capitolul III al prezentului Titlu;

3) intrările și ieșirile utilizatorului de sistem pentru ziua gazieră respectivă, menționate în prezentul Capitolul.

**553.** În cazul în care nu au fost deja comunicate de OST conform Regulamentului privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019, OST transmite toate informațiile menționate în pct.552, conform următoarelor reguli:

1) publicare informației pe pagina electronică al OST sau în cadrul unui alt sistem care furnizează informații în format electronic;

2) punerea gratuită a informației la dispoziția utilizatorilor de sistem;

3) prezentarea informației într-un format ușor de utilizat;

4) conferirea informației unui caracter clar, cuantificabil și ușor de accesat;

5) prezentarea informației pe bază nediscriminatorie;

6) exprimate în unități coerente, fie în kWh, fie în kWh/zi și kWh/h;

7) punerea informației la dispoziție în limba română și în limba engleză.

**554.** Atunci când nu se poate obține o citire a cantității măsurate prin utilizarea unui echipament de măsurare, se poate utiliza o valoare de înlocuire. Această valoare de înlocuire este utilizată ca o valoare de referință alternativă, fără alte garanții suplimentare din partea OST.

**555.** Accesul la informații nu implică nici o altă garanție specială, alta decât disponibilitatea acestor informații într-un format definit și printr-un instrument definit, cum ar fi o pagină electronică sau o adresă de internet, și accesul utilizatorilor de sistem la aceste informații în condiții normale de utilizare. OST nu este, în niciun caz, obligat să ofere garanții suplimentare, în special în ceea ce privește sistemul informatic al utilizatorilor de sistem.

**556.** Agenția decide cu privire la un model unic de informare pentru fiecare zonă de echilibrare. Pentru furnizarea de informații cu privire la intrările și ieșirile cu măsurare pe parcursul zilei, se aplică aceleași reguli tuturor modelelor.

**557.** Pentru zonele de echilibrare unde se intenționează aplicarea variantei 2 a modelului de informare după intrarea în vigoare a prezentului Titlu, urmează a fi derulată o consultare prealabilă a pieței de către OST sau de către Agenție, după caz.

## Secțiunea 2

### Intrări și ieșiri cu măsurare pe parcursul zilei

**558.** Pentru intrările în și ieșirile din zona de echilibrare, cu măsurare pe parcursul zilei, în cazul în care alocarea unui utilizator de sistem este egală cu cantitatea sa confirmată, OST nu este obligat să comunice alte informații decât cele referitoare la cantitatea confirmată.

**559.** Pentru intrările în și ieșirile din zona de echilibrare cu măsurare pe parcursul zilei, în cazul în care alocarea unui utilizator de sistem nu este egală cu cantitatea sa confirmată, în ziua gazieră Z, OST transmite utilizatorilor de sistem un minimum de două actualizări ale fluxurilor lor de măsurare cel puțin pentru intrările și ieșirile măsurate pe parcursul zilei, cumulate, conform uneia dintre cele două opțiuni de mai jos, la alegerea OST :

1) fiecare actualizare se referă la fluxurile de gaze naturale de la începutul respectivei zilei gaziere Z; sau

2) fiecare actualizare se referă la fluxurile incrementale de gaze naturale după fluxul raportat în actualizarea anterioară.

**560.** Primele actualizări acoperă cel puțin 4 ore de flux de gaze naturale din ziua gazieră Z. Aceste actualizări sunt comunicate cât mai curând posibil, în termen de 4 ore după fluxul de gaz, dar nu mai târziu de ora 17.00 UTC (ora de iarnă) sau la ora 16.00 UTC (ora de vară).

**561.** Ora transmiterii celei de a doua actualizări este definită cu aprobarea Agenției și este publicată de OST.

**562.** OST poate solicita utilizatorilor de sistem să indice care sunt informațiile la care au acces în conformitate cu pct.559. Pe baza răspunsului primit, OST în cauză comunică utilizatorului de sistem

informațiile la care acesta nu are acces, în conformitate cu pct.559-561.

**563.** În cazul în care OST nu este responsabil cu repartizarea cantităților de gaze naturale între utilizatorii de sistem ca parte a procesului de alocare, prin derogare de la pct.559, acesta transmite cel puțin informațiile referitoare la intrările și ieșirile totale (agregate) cu o frecvență de minimum două ori pe zi gazieră Z, în ziua gazieră Z respectivă.

### **Secțiunea 3**

#### **Ieșiri cu măsurare zilnică**

**564.** În cazul în care se aplică varianta 1 a modelului de informare, în ziua gazieră Z OST transmite utilizatorilor de sistem minimum 2 actualizări ale repartizării acestora de fluxuri măsurate, cel puțin pentru ieșirile măsurate zilnic, conform uneia din cele 2 opțiuni de mai jos, la alegerea OST:

1) fiecare actualizare se referă la fluxurile de gaze naturale de la începutul zilei gaziere Z respective; sau

2) fiecare actualizare se referă la fluxurile incrementale de gaze naturale după fluxul raportat în actualizarea anterioară.

**565.** Fiecare actualizare este transmisă în termen de 2 ore de la încheierea ultimei ore a fluxurilor de gaze naturale.

### **Secțiunea 4**

#### **Ieșiri cu măsurare nonzilnică**

**566.** În cazul în care se aplică scenariul de referință al modelului de informare:

1) în ziua gazieră Z-1, OST transmite utilizatorilor de sistem o prognoză referitoare la ieșirile lor cu măsurare nonzilnică pentru ziua gazieră Z, până cel târziu la ora 12.00 UTC (ora de iarnă) sau ora 11.00 UTC (ora de vară);

2) în ziua gazieră Z, OST transmite utilizatorilor de sistem minimum 2 actualizări ale prognozei referitoare la ieșirile lor cu măsurare nonzilnică;

**567.** Prima actualizare este transmisă nu mai târziu de ora 13.00 UTC (ora de iarnă) sau 12.00 UTC (ora de vară).

**568.** Ora transmiterii celei de a 2-a actualizări este definit după aprobarea Agenției și este publicat de OST. Acesta ține cont de următoarele:

1) accesul la PSTS pe o platformă de tranzacționare;

2) precizia prognozei referitoare la ieșirile utilizatorului de sistem, cu măsurare nonzilnică, comparativ cu momentul transmiterii sale;

3) ora când se încheie perioada de renominalizare, în conformitate cu pct.494;

4) ora primei actualizări a prognozei pentru ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem.

**569.** În cazul în care se aplică varianta 1 a modelului de informare, în ziua gazieră Z, OST transmite utilizatorilor de sistem minimum 2 actualizări ale repartizării fluxurilor măsurate, cel puțin pentru ieșirile cu măsurare nonzilnică agregate, în conformitate cu Secțiunea 3 din prezentul Capitol.

**570.** În cazul în care se aplică varianta 2 a modelului de informare, în ziua gazieră Z-1, OST transmite utilizatorilor de sistem o prognoză a ieșirilor cu măsurare nonzilnică pentru ziua gazieră Z, astfel cum sunt menționate în pct.566 subpunctul 1).

### **Secțiunea 5**

#### **Intrări și ieșiri după ziua gazieră**

**571.** Cel târziu la sfârșitul zilei gaziere Z+1, OST transmite fiecărui utilizator de sistem alocare inițială pentru intrările și ieșirile acestuia din ziua D și cantitate inițială de dezechilibru zilnic.

1) pentru scenariul de referință și varianta 1 a modelelor de informare, este alocată întreaga cantitate de gaze naturale livrată către sistemul de distribuție;

2) pentru varianta 2 a modelului de informare, ieșirile cu măsurare nonzilnică sunt egale cu prognoza referitoare la ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, transmise cu o zi înainte, pentru a 2-a zi;

3) pentru varianta 1 a modelului de informare, o alocare inițială și o cantitate inițială de dezechilibru zilnic sunt considerate ca fiind alocarea finală și cantitatea finală de dezechilibru zilnic.

**572.** Atunci când se aplică o măsură provizorie prevăzută în pct.608-627, o alocare inițială și o cantitate inițială de dezechilibru zilnic pot fi furnizate în termen de trei zile gaziere de la ziua gazieră Z în cazul în care conformitatea cu dispozițiile din pct.571 nu ar fi posibilă din punct de vedere tehnic sau operațional.

**573.** OST transmite fiecărui utilizator de sistem alocarea finală pentru intrările și ieșirile acestuia și cantitatea finală de dezechilibru zilnic, într-un termen definit în contract sau Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.534/2019.

## **Secțiunea 6**

### **Analiza cost-beneficiu**

**574.** În termen de 2 ani de la intrarea în vigoare a prezentului Titlu, OST evaluează costurile și beneficiile care reies din:

- 1) creșterea și frecvența transmiterii informațiilor către utilizatorii de sistem;
- 2) reducerii termenelor de transmitere a informațiilor;
- 3) îmbunătățirii preciziei informațiilor transmise.

Analiza cost-beneficiu indică defalcarea costurilor și a beneficiilor pe categoriile de părți afectate.

**575.** OST consultă părțile implicate cu privire la această evaluare, în colaborare cu OSD, în cazul în care aceștia sunt afectați.

**576.** Pe baza rezultatelor consultării, Agenția decide cu privire la orice schimbări utile privind prezentarea informațiilor.

## **Secțiunea 7**

### **Obligațiile de informare ale OSD și ale părții (părților) responsabile de prognozare față de OST**

**577.** Fiecare OSD asociat unei zone de echilibrare și fiecare parte responsabilă de prognozare oferă OST din zona de echilibrare respectivă informațiile necesare în scopul prezentării către utilizatorii de sistem în temeiul prezentului Titlu. Aceste informații includ intrările și ieșirile din sistemul de distribuție, indiferent dacă sistemul respectiv face parte sau nu dintr-o zonă de echilibrare.

**578.** Informațiile, formatul acestora și procedura pentru transmiterea lor sunt stabilite în colaborare de către OST, OSD și partea responsabilă de prognozare, după caz, pentru a asigura furnizarea adecvată a informațiilor de către OST utilizatorilor de sistem în temeiul prezentului Capitol și în special criteriilor stabilite în pct.553.

**579.** Informațiile sunt transmise de către OSD și partea (părțile) responsabile de echilibrare OST în același format precum cel definit în conformitate cu Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019, Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.434/2019 și trebuie să fie coerente cu formatul utilizat de OST pentru a transmite informațiile către utilizatorii de sistem.

**580.** Agenția poate solicita OST, OSD și părții responsabile de prognozare să propună, individual sau colectiv, un mecanism de stimulare cu privire la transmiterea unei prognoze exacte cu privire la ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, care să îndeplinească criteriile stabilite pentru OST în pct.586.

**581.** Agenția desemnează partea responsabilă de prognozare într-o zonă de echilibrare după consultarea prealabilă a OST și OSD în cauză. Sarcina părții responsabile de prognozare este prognozarea ieșirilor cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem și, după caz, alocării lor ulterioare. Aceasta poate fi un OST, un OSD sau o parte terță.

## **Secțiunea 8**

### **Obligațiile de informare ale OSD**

**582.** OSD transmite OST informații privind intrările și ieșirile cu măsurare zilnică și intrazilnică aparținând sistemului de distribuție și conforme cu cerințele de informare prevăzute în pct.559-565, și în Secțiunea 3 și 5 din prezentul Capitol. Aceste informații sunt transmise OST în timp util, astfel încât OST dispună de posibilitatea de a transmite informațiile către utilizatorii de sistem.

**583.** OSD sunt responsabili de punerea la dispoziția părții responsabile de prognozare a unor informații suficiente și actualizate, în scopul aplicării Metodei privind prognoza ieșirilor cu măsurare

nonzilnică ale unui utilizator de sistem, astfel cum e stabilit în pct.586. Aceste informații sunt transmise în timp util, în conformitate cu termenii definite de partea responsabilă cu prognozele, pentru a fi conforme cu necesitățile acestora.

**584.** Pct.584 se aplică mutatis mutandis, și variantei 1.

## Secțiunea 9

### Obligațiile de informare ale părții responsabile de prognozare față de OST

**585.** Partea responsabilă pentru prognozarea transmite OST o serie de prognoze privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale utilizatorului de sistem și alocările ulterioare, în conformitate cu cerințele în materie de informare prevăzute Secțiunea 4 și 5 din prezentul Capitol. Aceste informații sunt transmise OST în timp util, astfel încât acesta să aibă suficient timp pentru a transmite informațiile utilizatorilor de sistem și să facă prognozele pentru ziua următoare și pentru ziua în curs privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem cu cel puțin o oră înainte de termenii menționați în pct.566 subpunctele 1) și 2), cu excepția cazului în care OST și partea responsabilă de prognozare convin asupra unei perioade de timp suficient de scurte pentru ca OST să poată transmite informații către utilizatorii de sistem.

**586.** Metoda aplicată pentru prognozarea ieșirilor cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem se bazează pe un model statistic al cererii, fiecărei ieșiri cu măsurare nonzilnică fiindu-i atribuit un profil de încărcare, constând dintr-o formulă a variației cererii de gaze naturale în raport cu variabile precum temperatura, ziua din săptămână, tipul de consumator și perioadele de sărbători. Înainte de adoptare, metoda face obiectul unor consultări.

**587.** Partea responsabilă de prognozare publică, o dată la 2 ani, un raport privind exactitatea prognozei privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem.

**588.** Dacă este cazul, OST transmite datele privind fluxurile de gaze naturale în timp suficient, astfel încât partea responsabilă de prognozare să își poată îndeplini obligațiile care îi revin în temeiul prezentei Secțiuni.

**589.** Pct.586-588 se aplică, mutatis mutandis, și variantei 1.

## Capitolul IX

### SERVICIUL DE FLEXIBILITATE PRIN STOCARE ÎN CONDUCTĂ

## Secțiunea 1

### Dispoziții generale

**590.** Un OST poate oferi utilizatorilor de sistem un serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă după ce termenii și condițiile aferente sunt aprobate de Agenție.

**591.** Termenii și condițiile aplicabile unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă sunt în concordanță cu responsabilitatea utilizatorului de sistem de a-și echilibra intrările și ieșirile pe durata zilei gaziere.

**592.** Serviciul de flexibilitate prin stocare în conductă este limitat la nivelul de flexibilitate al stocării în conductă disponibil în rețeaua de transport și considerat ca nefiind necesar pentru îndeplinirea funcției sale de transport, conform evaluării OST în cauză.

**593.** Gazele naturale livrate în rețeaua de transport și preluate din aceasta de către utilizatorii de sistem în cadrul acestui serviciu este luat în considerare în scopul calculării cantităților lor de dezechilibru zilnic.

**594.** Mecanismul de neutralitate stabilit în Capitolul VII al prezentului Titlu nu se aplică serviciului de flexibilitate prin stocare în conductă, cu excepția cazului în care Agenția decide altfel.

**595.** Utilizatorii de sistem notifică OST în cauză despre utilizarea serviciului de flexibilitate prin stocare în conductă, prin prezentarea de nominalizări și de renominalizări.

**596.** OST poate să nu solicite utilizatorilor de sistem să transmită nominalizările și renominalizările menționate în pct.595, în cazul în care absența unei astfel de notificări nu subminează dezvoltarea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt, iar OST are suficiente informații pentru a asigura o alocare exactă a utilizării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă în următoarea zi gazieră.

## Secțiunea 2

### Condiții pentru prestarea unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă

**597.** Serviciul de flexibilitate prin stocare în conductă poate fi prestat numai dacă au fost îndeplinite următoarele criterii cumulativ:

1) OST nu este nevoit să încheie contracte cu nici un alt operator al depozitului stocare sau operator GNL, în scopul prestării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă;

2) veniturile generate de OST în urma prestării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă sunt cel puțin egale cu costurile suportate sau care urmează să fie suportate pentru prestarea serviciului respectiv;

3) serviciul de flexibilitate prin stocare în conductă este pus la dispoziție în mod transparent și nediscriminatoriu și poate fi oferit prin folosirea unor mecanisme concurențiale;

4) OST nu tarifează un utilizator de sistem, nici direct, nici indirect, pentru costurile suportate în urma prestării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă, în cazul în care utilizatorul de sistem respectiv nu îl contractează;

5) prestarea unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă nu are un impact negativ asupra comerțului transfrontalier.

**598.** OST acordă prioritate reducerii obligațiilor intrazilnice față de prestarea unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă.

## Capitolul X MĂSURI PROVIZORII

### Secțiunea 1

#### Măsurile provizorii: dispoziții generale

**599.** În absența unui nivel suficient de lichiditate al pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt, OST pun în aplicare măsurile provizorii prevăzute în Secțiunea 2 a prezentului Capitol. Acțiunile de echilibrare întreprinse de OST în cazul unor măsuri provizorii favorizează pe cât posibil lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

**600.** Recurgerea la o măsură provizorie nu aduce atingere punerii în aplicare a oricărei (nici unor) alte măsuri provizorii, ca soluție alternativă sau suplimentară, cu condiția că scopul acestor măsuri să vizeze promovarea concurenței și lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt și să fie coerente cu principiile generale stabilite în prezentul Titlu.

**601.** Măsurile provizorii menționate în prezenta Secțiune trebuie elaborate și implementate de fiecare OST, în conformitate cu raportul menționat în pct.603, aprobat de Agenția în conformitate cu procedura stabilită în Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

**602.** Raportul prevede punerea în aplicare a măsurilor provizorii în termen de cel mult 5 ani de la intrarea în vigoare a prezentului Titlu.

### Secțiunea 2

#### Măsurile provizorii: raport anual

**603.** În cazul în care OST prevede punerea în aplicare sau continuarea punerii în aplicare a măsurilor provizorii, aceasta întocmește un raport care trebuie să indice:

1) o descriere a stadiului de dezvoltare și a lichidității pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt la momentul întocmirii raportului, inclusiv, dacă OST are la dispoziție informația privind:

a) numărul de tranzacții încheiate la punctul virtual de tranzacționare și numărul de tranzacții în general;

b) diferențele dintre cerere și oferte și cantitatea acestor oferte;

c) numărul de participanți cu acces la piața angro a gazelor naturale pe termen scurt;

d) numărul de participanți care au fost activi pe piața angro a gazelor naturale pe termen scurt într-o anumită perioadă de timp;

2) măsurile provizorii care urmează să fie aplicate;

3) motivele aplicării măsurilor provizorii:

a) o explicație a motivelor pentru care stadiului de dezvoltare a pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt menționată la subpunctul 2) justifică astfel de măsuri;

b) o evaluare a modului în care măsurile vor spori lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

4) o descriere a măsurilor care vor fi luate în scopul eliminării măsurilor provizorii, inclusiv criteriile utilizate pentru stabilirea acestor măsuri precum și o evaluare a calendarului de punere în aplicare a acestora.

**604.** OST consultă părțile interesate cu privire la raportul propus.

**605.** După respectarea procedurii de consultare, OST prezintă raportul Agenției, spre aprobare. Cererea OST se examinează de Agenție. Primul raport se transmite în termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Titlu, iar rapoartele ulterioare care îl actualizează se prezintă anual.

**606.** Agenția adoptă și publică o Hotărâre motivată în termen de 6 luni de la primirea raportului complet. Această hotărâre se notifică fără întârziere Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice și Secretariatului Comunității Energetice. În ceea ce privește hotărârea privind aprobarea raportului, Agenția analizează efectul său în ceea ce privește armonizarea regimurilor de echilibrare, facilitarea integrării pieței, asigurarea nediscriminării, concurența efectivă și funcționarea eficientă a pieței gazelor.

**607.** Prezentei Secțiunii i se aplică procedura prevăzută în pct.536.

### Secțiunea 3

#### Platforma de echilibrare

**608.** Atunci când piața angro a gazelor naturale pe termen scurt are sau se anticipează că va avea o lichiditate insuficientă sau atunci când produsele temporare și cele de localizare de care are nevoie OST nu pot fi achiziționate în mod rezonabil pe această piață, se instituie o platformă de echilibrare în scopul echilibrării OST.

**609.** OST examinează posibilitatea punerii în aplicare a unei platforme de echilibrare comune pentru zone de echilibrare adiacente în cadrul cooperării transfrontaliere dintre OST sau acolo unde există o capacitate de interconectare suficientă, iar o astfel de platformă de echilibrare este considerată destul de eficientă pentru a fi pusă în aplicare. Dacă este instituită o platformă de echilibrare comună, aceasta este exploatată de OST în cauză.

**610.** În cazul în care situația descrisă în pct.608 nu s-a schimbat fundamental după 5 ani, Agenția poate decide, fără a aduce atingere pct.602 și după prezentarea modificării corespunzătoare a raportului, decide în privința prelungirii exploatarea platformei de echilibrare pentru o perioadă suplimentară de maximum 5 ani.

**611.** Atunci când OST poate demonstra că, datorită unei capacități de interconectare insuficiente între zonele de echilibrare, o platformă de echilibrare nu poate conduce la o creștere a lichidității pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt și nu poate permite OST să întreprindă acțiuni de echilibrare eficiente, acesta poate utiliza o alternativă, cum ar fi serviciile de echilibrare care fac obiectul aprobării de către Agenție. În cazul în care se face uz de o asemenea alternativă, se specifică termenii și condițiile contractelor ulterioare, precum și prețurile aplicabile și durata acestora.

### Secțiunea 4

#### Plata provizorie pentru dezechilibru

**612.** În cazul în care este necesară luarea măsurilor provizorii menționate în Secțiunea 1 din prezentul Capitol, calcularea prețului poate fi efectuată în conformitate cu raportul menționat în Secțiunea 2 din prezentul Capitol care înlocuiește metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic.

**613.** În acest caz, calcularea prețului se poate baza pe un preț reglementat, un indicator al unui preț de piață sau pe un preț derivat din tranzacțiile de pe platformele de echilibrare.

**614.** Indicarea unui preț de piață urmărește să îndeplinească condițiile prevăzute la pct.522. Elaborarea indicatorului trebuie să ia în considerare potențialul risc de manipulare a pieței.

### Secțiunea 5

#### Toleranța

**615.** Toleranțele pot fi aplicate numai în cazul în care utilizatorii de sistem nu au acces la:

1) o piață angro a gazelor naturale pe termen scurt cu suficientă lichiditate;

2) gazele naturale necesare pentru a acoperi fluctuațiile pe termen scurt în ceea ce privește cererea sau oferta de gaze naturale; sau

3) informații suficiente privind intrările și ieșirile acestora.

**616.** Toleranțele se aplică:

1) cu privire la cantitatea de dezechilibru zilnic a utilizatorilor de sistem;

2) pe bază transparentă și nediscriminatorie;

3) numai în măsura în care sunt necesare și pe durata minimă necesară.

**617.** Aplicarea toleranțelor poate reduce expunerea financiară a unui utilizator de sistem la prețul de vânzare marginal sau la prețul de cumpărare marginal cu privire la o parte sau la întreaga cantitate de dezechilibru zilnic a acestuia pentru ziua gazieră.

**618.** Nivelul de toleranță reprezintă cantitatea minimă de gaze naturale care urmează să fie cumpărată sau vândută de către fiecare utilizator de sistem la un preț de referință (mediu ponderat). Dacă rămâne o cantitate de gaze naturale care depășește nivelul de toleranță, ce face parte din cantitatea de dezechilibru zilnic a fiecărui utilizator de sistem, aceasta este vândută sau cumpărată la prețul marginal de vânzare sau la prețul marginal de cumpărare.

**619.** Configurația nivelului de toleranță:

1) reflectă flexibilitatea rețelei de transport al gazelor naturale și nevoile utilizatorului de sistem;

2) reflectă nivelul de risc la care este expus utilizatorul de sistem în gestionarea echilibrului dintre intrările și ieșirile sale;

3) nu subminează dezvoltarea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt;

4) nu conduce la o creștere nejustificat de mare a costurilor acțiunilor de echilibrare ale OST.

**620.** Nivelul de toleranță se calculează pe baza intrărilor și ieșirilor fiecărui utilizator de sistem, excluzând tranzacțiile în punctul virtual de tranzacționare, pentru fiecare zi gazieră. Subcategoriile se definesc în conformitate cu Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.434/2019.

**621.** Nivelul de toleranță aplicabil pentru o ieșire cu măsurare nonzilnică, definit în temeiul normelor naționale aplicabile, se bazează pe diferența dintre prognoza privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem și alocarea pentru astfel de ieșiri.

**622.** Nivelul de toleranță poate include o componentă calculată pe baza aplicării devierii prognozei privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, care reprezintă suma prin care prognoza relevantă:

1) depășește alocarea pentru ieșirea cu măsurare nonzilnică în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic este pozitivă;

2) este mai mică decât alocarea pentru ieșirea cu măsurare nonzilnică în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic este negativă.

## Capitolul XI

### Eliberarea surplusului de flexibilitate al OST

**623.** Dacă, la data intrării în vigoare a prezentului Titlu, sunt în vigoare contracte pe termen lung privind achiziționarea serviciilor de flexibilitate care îi conferă OST dreptul de a retrage sau de a introduce cantități de gaze naturale specificate, OST va reduce aceste cantități de flexibilitate.

**624.** La stabilirea cantității surplusului de flexibilitate disponibile pentru intrări sau ieșiri în temeiul unui contract pe termen lung aflat în vigoare, OST trebuie ia în considerare utilizarea PSTS.

**625.** Surplusul de flexibilitate poate fi eliberat:

1) în conformitate cu termenii și condițiile contractului existent, dacă acesta conține dispoziții care permit reducerea cantității de gaze naturale contractate și/sau rezoluțiunea contractului existent;

2) în absența unor astfel de drepturi contractuale, după cum urmează:

a) contractul rămâne în vigoare până la rezoluțiunea acestuia în temeiul termenilor și condițiilor aplicabile;

b) părțile contractante iau în considerare măsuri suplimentare pentru a elibera înapoi pe piață orice surplus de gaze naturale care nu este necesar în scopuri de echilibrare, pentru a permite accesul celorlalți utilizatori de sistem la cantități mai mari de flexibilitate.

**626.** În cazul în care contractul aflat în vigoare prevede reducerea flexibilității cu cantități compatibile cu surplusul disponibil, OST reduce flexibilitatea respectivă de îndată ce este posibil, în

mod rezonabil, începând cu data intrării în vigoare a prezentului Titlu sau imediat ce poate fi stabilită existența surplusului.

**627.** OST consultă părțile interesate cu privire la propunerile specifice care urmează să fie implementate ca măsuri provizorii pentru eliberarea oricărui surplus de flexibilitate în temeiul unui contract pe termen lung aflat în vigoare.

**628.** OST publică informațiile privind acțiunile de echilibrare pe care le-a întreprins în temeiul contractului pe termen lung aflat în vigoare.

**629.** Agenția poate stabili obiective privind proporția în care ar trebui reduse contractele pe termen lung pentru a spori lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

*[Titlul VI (pct.434-629) în redacția Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

## TITLUL VII DISPOZIȚII FINALE

*[Titlul VII (pct.630-639) introdus prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*

**630.** OST adiacenți vor realiza analiza necesară și vor determina punctele de interconectare virtuale funcționale până la data de 1 noiembrie 2021.

**631.** Prima evaluare a cererii de capacitate incrementală de pe piață în conformitate cu pct.262-263 va fi realizată în anul 2021.

**632.** La data intrării în vigoare a Codului toți OST ajung la un acord contractual în privința utilizării unei platforme de rezervare unice pentru a oferi capacitate de ambele părți ale punctelor de interconectare sau ale punctelor de interconectare virtuale respective. În cazul în care nu se ajunge la un acord între OST în acest termen, OST înaintează fără întârziere cazul pentru examinare autorităților naționale de reglementare. Autoritățile naționale de reglementare selectează de comun acord și în termen de 6 luni de la data înaintării cazului, platforma de rezervare unică pentru o perioadă care nu depășește 3 ani. Dacă în termen de 6 luni de la data înaintării cazului, autoritățile naționale de reglementare nu pot selecta de comun acord o platformă de rezervare unică, se aplică pct.129 al prezentului Cod. Comitetul de reglementare al CE decide cu privire la platforma de rezervare care urmează să fie utilizată în punctul de interconectare sau în punctul de interconectare virtual, pentru o perioadă care nu depășește 3 ani.

**633.** În contextul monitorizării și analizării modului în care OST pune în aplicare Codul, OST prezintă toate informațiile solicitate de Secretariatul Comunității Energetice, care va păstra confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.

**634.** Până la 1 octombrie 2025 nivelul maxim al coeficienților de multiplicare pentru PCS zilnică și pentru PCS intra-zilnică trebuie să fie de maximum 1,5, dacă până la 1 octombrie 2023 Comitetul de reglementare al CE emite o recomandare conform căreia nivelul maxim al coeficienților de multiplicare ar trebui să fie redus până la acest nivel. Această recomandare ia în considerare următoarele aspecte legate de utilizarea coeficienților de multiplicare și a coeficienților sezonieri până la data de 31 mai 2021 și ulterior acestei date:

- 1) modificările tendințelor de rezervare de capacitate;
- 2) impactul asupra venitului aferent serviciilor de transport și asupra recuperării acestuia;
- 3) diferențele dintre nivelul tarifelor pentru serviciul de transport aplicabile pentru 2 perioade tarifare consecutive;
- 4) subvenționarea încrucișată între utilizatorii de sistem care au contractat PCS anuală și non-anuală;
- 5) impactul asupra fluxurilor transfrontaliere.

**635.** Procedura de consultare ale cărei etape sunt: consultarea finală în conformitate cu pct.394-399, adoptarea Hotărârii de către Agenție în conformitate cu pct.404, calcularea tarifelor pe baza acestei Hotărâri și publicarea tarifelor în conformitate cu pct.407- 417 (Capitolul VIII, Titlul V), trebuie încheiată cel târziu la 31 mai 2021. Cerințele stabilite în capitolele II, III și IV al Titlului V se iau în considerare în această procedură. Tarifele aplicabile pentru perioada tarifară în curs la data de 31 mai 2021 vor fi aplicabile până la încheierea perioadei respective. Această procedură trebuie repetată cel puțin o dată la 5 ani, începând de la 31 mai 2021.



**636.** La data intrării în vigoare a Codului, OST trimite Agenției cu titlu informativ, contractele sau informațiile privind rezervările de capacitate, în conformitate cu pct.424.

**637.** OST transmite toate informațiile solicitate de Secretariatul Comunității Energetice pentru a-și îndeplini obligațiile în conformitate cu pct.427, respectând următoarele termene:

- 1) referitor la cerințele de la capitolul VIII, Titlul V- la intrarea în vigoare a Codului;
- 2) 31 decembrie 2021, referitor la toate celelalte dispoziții ale Titlului V.

**638.** Agenția poate permite OST, în baza unei cereri justificate din partea acestuia, să se conformeze dispozițiilor Titlului VI în termen de 24 de luni de la data de 12 decembrie 2020, cu condiția că nici o măsură provizorie menționată în Capitolul X Titlului V să nu fie pusă în aplicare de OST. În cazul în care Agenția recurge la această posibilitate, Titlului VI nu se aplică în zona de echilibrare a respectivului OST în măsura și pe durata perioadei de tranziție stabilite în hotărârea Agenției.

**639.** Agenția adoptă și publică o hotărâre motivată în conformitate cu pct.638 în termen de 3 luni de la primirea unei astfel de cereri. Această hotărâre se notifică fără întârziere Comitetului de reglementare al CE și Secretariatului Comunității Energetice.

*[Titlul VII (pct.630-639) introdus prin Hot. ANRE nr.442/2020 din 24.11.2020, în vigoare 12.12.2020]*



**AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU  
REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ**

**H O T Ă R Ă R E**

**cu privire la modificarea Codului rețelelor de gaze naturale  
aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație  
al ANRE nr. 420/2019 din 22.11.2019**

**nr. 442/2020 din 24.11.2020**

(în vigoare 12.12.2020)

Monitorul Oficial al R. Moldova nr. 332-342 art.1311 din 11.12.2020

\* \* \*

ÎNREGISTRAT:  
Ministerul Justiției  
al Republicii Moldova  
nr.1605 din 2 decembrie 2020  
Ministru \_\_\_\_\_ Fadei NAGACEVSCHI

În temeiul art.8 alin.(1) lit.g), art.67 alin.(4) din Legea cu privire la gazele naturale nr.108/2016 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr.193 - 203, art.415) cu modificările ulterioare, Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

**HOTĂRĂȘTE:**

**1.** Codul rețelelor de gaze naturale, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.420/2019 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2020, nr.14 - 23, art.60), înregistrată la Ministerul Justiției cu nr.1520 din 3 ianuarie 2020, se modifică după cum urmează:

**1)** Clauza de armonizare se completează cu textul: "*și Regulamentul (UE) Nr.312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz, publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 91 din 27 martie 2014, încorporat și adaptat prin Decizia Nr.2019/01/PHLG-EnC al Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 12 decembrie 2019 privind adoptarea Regulamentului (UE) Nr.312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz.*";

**2) Pct. 5 se completează cu următoarele noțiuni în ordine alfabetică, după cum urmează:**

**acțiune de echilibrare** – măsură întreprinsă de OST în vederea asigurării echilibrului în sistemul de gaze naturale prin schimbarea fluxurilor de gaze naturale intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale sau preluate din aceasta, cu excepția acțiunilor cu privire la gazele naturale care nu figurează ca fiind preluate din sistem și gazele naturale utilizate de OST pentru exploatarea sistemului;

**cantitatea notificată** – cantitatea de gaze naturale transferată între un OST și unul sau mai mulți utilizatori de sistem sau între portofolii de echilibrare, după caz;

**măsurare zilnică** – măsurarea cantității de gaze naturale și colectarea informației privind cantitatea de gaze naturale măsurate, o dată într-o zi gazieră;

**măsurare non zilnică** - măsurarea cantității de gaze naturale și colectarea informației privind cantitatea de gaze naturale măsurate, mai rar decât o dată într-o zi gazieră;

**măsurare pe parcursul zilei** - măsurarea cantității de gaze naturale și colectarea informației privind cantitatea de gaze naturale măsurate, cel puțin de două ori într-o zi gazieră;

**obligații intrazilnice** - un set de reguli impuse de OST utilizatorilor de sistem privind asigurarea balanței dintre cantitățile de gaze naturale intrate și ieșite din sistemul de gaze naturale, ce aparțin

utilizatorilor de sistem, într-o zi gazieră;

**participant la tranzacționare** – utilizator de sistem sau un OST care deține un contract cu operatorul platformei de tranzacționare, care îndeplinește condițiile necesare pentru a realiza tranzacții în cadrul platformei de tranzacționare;

**plată intrazilnică** – plată percepută sau o plată efectuată de un OST de la, sau către un utilizator de sistem ca rezultat al unei obligații intrazilnice;

**plată pentru dezechilibrul zilnic** - plată pe care o parte responsabilă de echilibrare (în continuare – PRE) o va plăti sau o va primi pentru cantitatea de dezechilibru zilnic;

**plată pentru neutralitate** – plată echivalentă cu diferența dintre sumele primite sau de primit și sumele plătite sau de plătit de către OST ca urmare a realizării acțiunilor sale de echilibrare, care se plătește sau care se poate recupera de la utilizatorii de sistem;

**platforma de tranzacționare** - platformă electronică pusă la dispoziție și exploatată de un operator al platformei de tranzacționare, prin intermediul căreia participanții la tranzacționare pot plasa și accepta, incluzând dreptul de revizuire și de retragere, oferte pentru achiziționarea /vânzarea gazelor naturale necesare pentru a răspunde fluctuațiilor pe termen scurt ale cererii sau ofertei de gaze naturale, în conformitate cu termenii și condițiile aplicabile platformei de tranzacționare, conform cărora OST realizează tranzacții în scopul desfășurării acțiunilor de echilibrare;

**platformă de echilibrare** – platformă de tranzacționare în cadrul căreia un OST participă la toate tranzacțiile;

**portofoliu de echilibrare** – grupare de intrări și ieșiri ce aparține unui utilizator de sistem;

**produs de localizare** – produs flexibil de gaze naturale comercializat pentru a fi destinat livrării într-o locație determinată, în interiorul zonei de echilibrare;

**produs temporar** – produs flexibil de gaze naturale comercializat pentru livrare într-o anumită perioadă de timp, în perioada de echilibrare.

**scenariu de referință** – model de furnizare de informații conform căruia informațiile privind ieșirile cu măsurare nonzilnică constau din prognoze pentru ziua următoare și pentru ziua în curs;

**serviciu de echilibrare** – serviciu prestat unui OST în bază de contract, necesar pentru a acoperi fluctuațiile pe termen scurt ale cererii sau ofertei de gaze naturale, care nu reprezintă un produs standardizat pe termen scurt (PSTS);

**varianta 1** – model de furnizare de informații conform căruia informațiile privind ieșirile cu măsurare zilnică și nonzilnică se bazează pe repartizarea fluxurilor cu măsurare pe parcursul zilei;

**varianta 2** – model de furnizare de informații conform căruia informațiile privind ieșirile cu măsurare nonzilnică constituie prognoza pentru ziua următoare;

**zonă de echilibrare** – sistem de intrare-ieșire căruia i se aplică un regim de echilibrare specific și care poate include sisteme de distribuție sau părți ale acestora.

### 3) La pct.5

denumirea definiției "*cont de reglementare*" se modifică în "*cont de regularizare*";

definiția "*venit din prestarea serviciilor auxiliare*" va avea următorul conținut: "*venit din prestarea altor servicii decât cele de transport - acea parte a venitului reglementat sau a venitului-țintă care este recuperată prin alte tarife decât cele privind prestarea serviciului de transport al gazelor naturale*;

la definiția "*venit-țintă*", cuvintele "*pentru prestarea serviciilor auxiliare*" se substituie cu cuvintele "*aferent altor servicii decât cele de transport al gazelor naturale*".

### 4) La pct.6

subpunctul 1),

lit. a) va avea următorul cuprins "*din alte rețele de transport al gazelor naturale*";

se completează cu litera d) cu următorul cuprins "*d) din rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere)*";

subpunctul 2),

lit. a) va avea următorul cuprins "*din alte rețele de transport al gazelor naturale*";

se completează cu litera e) cu următorul cuprins "*e) din rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere)*."

### 5) La pct.7

subpunctul 1)

lit. a) va avea următorul cuprins "*din alte rețele de transport al gazelor naturale*";

se completează cu litera e) cu următorul cuprins "e) în rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere).".

subpunctul 2)

lit. a) va avea următorul cuprins "din alte rețele de transport al gazelor naturale";

se completează cu litera f) cu următorul cuprins "f) în rețelele de transport ale OST din țările vecine (puncte de interconectare transfrontaliere).".

**6)** La pct.9,

prima propoziție va avea următorul cuprins "Listele punctelor de intrare și de ieșire fizice și/sau virtuale pentru care sunt prevăzute capacitățile tehnice zilnice, precum și Lista grupurilor de puncte de intrare și de ieșire se elaborează de către OST după consultarea prealabilă a utilizatorilor de sistem.

ultima propoziție va avea următorul cuprins "Listele punctelor de intrare și de ieșire se modifică prin Hotărârea ANRE. OST publică listele punctelor de intrare și de ieșire pe pagina sa electronică în termen de o zi lucrătoare de la data recepționării hotărârii respective.".

**7)** La Titlul V, Capitolul I, denumirea Secțiunii 2 va avea următorul cuprins: "Serviciile de transport, alte servicii decât cele de transport și tarifele pentru acestea".

**8)** La pct.321 cuvintele "serviciu auxiliar" se substituie cu cuvintele "alt serviciu decât de transport".

**9)** Pct. 325 va avea următorul cuprins: " 325. Venitul din prestarea altor servicii decât cele de transport se recuperează prin alte tarife decât cele de transport, aplicabile pentru un anumit serviciu care nu este un serviciu de transport. Aceste tarife trebuie:

1) să reflecte costurile, să fie nediscriminatorii, obiective și transparente;

2) să fie facturate beneficiarilor unui anumit serviciu, altul decât serviciile de transport, în scopul reducerii la minimum a subvențiilor încrucișate între utilizatori de sistem dintr-o Parte Contractantă sau din afara acestuia".

**10)** La Pct.373 cuvintele "serviciilor auxiliare" se substituie cu cuvintele: "servicii decât cele de transport al gazelor naturale".

**11)** La pct.394

subpunctul 3) cuvintele "tarifele pentru serviciile auxiliare" se substituie cu cuvintele "și la alte tarife decât cele pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale";

subpunctul 3) lit.b) cuvintele "servicii auxiliare" se substituie cu cuvintele "alte servicii decât cele de transport al gazelor naturale":

alin. (1) va avea următorul conținut: "metoda de stabilire a tarifelor pentru alte servicii decât cele de transport al gazelor naturale";

alin. (3) cuvintele "serviciilor auxiliare" se substituie cu cuvintele "altor servicii decât cele de transport al gazelor naturale"

alin. (4) cuvintele "serviciile auxiliare" se substituie cu cuvintele "alte servicii decât cele de transport al gazelor naturale".

**12)** La pct.376; pct.377; pct.378; pct.379, în denumirea Secțiunii 3 Capitolul IV Titlul V; pct.380; în denumirea Secțiunii 4 Capitolul IV Titlul V; pct.381; pct.382; pct.383; pct.409 subpunctul 6): cuvântul "reglementare" se substituie cu cuvântul "regularizare".

**13)** Pct. 424 se completează la sfârșit cu următorul conținut: "în acest sens, OST trimit Agenției cu titlu informativ, contractele sau informațiile privind rezervările de capacitate".

**14)** La pct.400, subpunctul 2 lit.c) cuvintele "tarifelor pentru serviciile auxiliare" se substituie cu cuvintele "altor tarife decât celor pentru prestarea serviciului de transport al gazelor naturale";

**15)** La pct.409,

subpunctul 8) cuvintele "tarifele pentru serviciile auxiliare" se substituie cu cuvintele "alte tarife decât cele de transport al gazelor naturale";

subpunctul 8) lit.b) cuvintele "tarife pentru serviciile auxiliare" se substituie cu cuvintele "alte tarife decât cele de transport aferente altor servicii decât celor de transport al gazelor naturale";

**16)** Punctele 434 - 443 se abrogă.

**17)** Titlul VI va avea următorul cuprins:

## "TITLUL VI

### ECHILIBRAREA REȚELEI DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE

## Capitolul I DISPOZIȚII GENERALE

### Secțiunea 1

#### Obiect și domeniu de aplicare

**434.** Prezentul Titlu stabilește norme privind echilibrarea rețelei de transport al gazelor naturale, inclusiv norme cu privire la procedurile de nominalizare, plățile pentru dezechilibru, proceduri asociate plății pentru dezechilibrul zilnic și echilibrarea operațională între rețelele OST-urilor.

**435.** Prezentul Titlu nu se aplică reconcilierii care ar trebui să aibă loc între alocări și consumul real derivat din citirile indicațiilor echipamentelor de măsurare ale consumatorilor finali, dacă acestea sunt disponibile.

**436.** Prezentul Titlu nu se aplică în situațiile când OST pune în aplicare măsuri specifice stabilite în Regulamentul privind situațiile excepționale pe piața gazelor naturale și Planul de acțiuni pentru situații excepționale pe piața gazelor naturale aprobate prin Hotărârea Guvernului nr.207/2019 și în baza regulilor aplicabile Comunității Energetice privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale, după caz.

**437.** Drepturile și obligațiile care decurg din prezentul Titlu în ceea ce privește utilizatorii de sistem se aplică numai utilizatorilor de sistem care au încheiat un acord obligatoriu din punct de vedere juridic care este fie un contract privind prestarea serviciului de transport al gazelor naturale, fie un contract de altă natură care le permite să înainteze notificări comerciale în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

## Capitolul II SISTEMUL DE ECHILIBRARE

### Secțiunea 1

#### Principii generale

**438.** Utilizatorii de sistem au responsabilitatea de a-și echilibra portofoliile de echilibrare pentru a reduce la minimum necesitatea ca OST să întreprindă acțiunile de echilibrare stabilite în prezentul Titlu.

**439.** Normele de echilibrare stabilite în conformitate cu prezentul Titlu trebuie să reflecte necesitățile reale ale sistemului, pornind de la resursele de care dispun OST și să ofere stimulente utilizatorilor de sistem pentru echilibrarea în mod eficient a portofoliilor sale de echilibrare.

**440.** Utilizatorii de sistem au posibilitatea de a încheia un contract cu OST care să le permită să prezinte notificări comerciale, indiferent dacă au contractat capacitatea rețelei de transport al gazelor naturale sau nu.

**441.** În cadrul unei zone de echilibrare unde sunt activi mai mulți OST, prezentul Titlu se aplică tuturor OST din zona de echilibrare respectivă. În cazul în care responsabilitatea pentru menținerea echilibrului în rețelele lor de transport al gazelor naturale a fost transferată către o entitate de echilibrare, prezentul Titlu se aplică entității respective.

### Secțiunea 2

#### Notificări comerciale și alocări

**442.** Schimbul de gaze naturale între 2 portofolii de echilibrare din cadrul unei zone de echilibrare se realizează cu ajutorul unor notificări comerciale de vânzare sau de cumpărare, prezentate către OST cu privire la ziua gazieră respectivă.

**443.** Termenul pentru prezentarea, retragerea și modificarea notificărilor comerciale este definit de către OST în contractul privind prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale sau în alt acord obligatoriu din punct de vedere juridic încheiat cu utilizatorii de sistem, ținând cont de durata de procesare a notificărilor comerciale, dacă este cazul. OST permite utilizatorilor de sistem să prezinte notificări comerciale în apropierea momentului în care notificarea comercială devine efectivă.

**444.** OST reduce la minimum durata de procesare a notificărilor comerciale. Durata de procesare nu trebuie să depășească 30 de minute, cu excepția cazului când momentul în care

notificarea comercială devine efectivă, permite prelungirea timpului de prelucrare cu până la 2 ore.

**445.** O notificare comercială conține cel puțin următoarele informații:

- 1) ziua gazieră pentru care se efectuează transportul gazelor naturale;
- 2) codurile de identificare ale portofoliilor 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).

**446.** Dacă OST primește un set corespunzător format dintr-o notificare comercială de vânzare și de cumpărare, iar cantitățile notificate sunt egale, atunci OST trebuie să aloce cantitățile notificate portofoliilor de echilibrare în cauză, după cum urmează:

- 1) portofoliului de echilibrare al utilizatorului de sistem care emite notificarea comercială de vânzare, sub formă de ieșire; precum și
- 2) portofoliului de echilibrare al utilizatorului de sistem care emite notificarea comercială de cumpărare, sub formă de intrare.

**447.** În cazul în care cantitățile notificate menționate la pct.446 nu sunt egale, OST fie alocă cantitatea de notificare mai mică specificată în notificarea comercială respectivă, fie respinge ambele notificări comerciale. Norma aplicabilă este definită de OST în contractul privind prestarea serviciilor de transport aplicabil sau într-un alt acord cu caracter juridic obligatoriu (contractul de echilibrare).

**448.** Furnizorul de servicii de echilibrare nu trebuie împiedicat să acționeze în numele unui utilizator de sistem în scopul pct.446, cu condiția aprobării prealabile a OST.

**449.** Utilizatorul de sistem poate emite o notificare comercială privind o zi gazieră, indiferent dacă acesta a efectuat sau nu o nominalizare cu privire la ziua gazieră respectivă.

**450.** Prevederile prezentei Secțiunii se aplică, mutatis mutandis OST participanți la tranzacționare, în conformitate cu pct.453 subpunctul 1).

### Capitolul III ECHILIBRAREA OPERAȚIONALĂ

#### Secțiunea 1 Dispoziții generale

**451.** OST întreprinde acțiuni de echilibrare cu scopul:

- 1) de a menține regimul de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele parametrilor de funcționare pentru care a fost proiectată;
- 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 prognozate pentru acea zi gazieră, în așa mod încât să asigure funcționarea economică și eficientă a rețelei de transport al gazelor naturale.

**452.** La desfășurarea acțiunilor de echilibrare, OST ia în considerare cel puțin următoarele aspecte referitoare la zona de echilibrare:

- 1) prognozele proprii ale OST privind cererea de gaze naturale pentru ziua gazieră și pe parcursul zilei gaziere, pentru care ar putea fi necesară (-e) acțiunea (acțiunile) de echilibrare;
- 2) informațiile privind nominalizarea (-rile) și alocarea (-rile), precum și fluxurile de gaze naturale măsurate;
- 3) presiunea gazelor la nivelul întregii (-lor) rețele de transport al gazelor naturale.

**453.** OST întreprinde acțiuni de echilibrare prin:

- 1) cumpărarea sau vânzarea de produse standardizate pe termen scurt (în continuare - PSTS) pe o platformă de tranzacționare; și/sau
- 2) utilizarea serviciilor de echilibrare.

**454.** Atunci când efectuează acțiuni de echilibrare, OST trebuie să țină cont de următoarele principii:

- 1) acțiunile de echilibrare sunt întreprinse în mod nediscriminatoriu;
- 2) acțiunile de echilibrare trebuie să țină cont de orice obligație a OST de a opera rețeaua de transport al gazelor naturale într-un mod economic și eficient.

## Secțiunea 2

### Produse standardizate pe termen scurt

**455.** PSTS sunt tranzacționate pentru livrarea în cursul zilei sau în ziua următoare, 7 zile pe săptămână, în conformitate cu normele aplicabile platformei de tranzacționare, astfel cum sunt definite de comun acord de operatorul platformei de tranzacționare și OST.

**456.** Participantul la tranzacționare emitent este cel care introduce o ofertă de tranzacționare pe platforma de tranzacționare, iar participantul la tranzacționare receptor este cel care o acceptă.

**457.** În cazul comercializării unui produs titlu:

1) un participant la tranzacționare emite notificarea comercială de vânzare, iar celălalt participant la tranzacționare emite notificarea comercială de cumpărare;

2) ambele notificări comerciale specifică cantitatea de gaze naturale transferată de la participantul la tranzacționare care emite notificarea comercială de vânzare către participantul la tranzacționare care emite o notificare comercială de cumpărare;

3) atunci când se utilizează o cantitate notificată orară, acesta se aplică în mod egal tuturor orelor rămase din ziua gazieră începând cu un anumit moment și este egal cu zero pentru toate orele de dinaintea momentului respectiv.

**458.** În cazul în care se comercializează un produs de localizare (pentru un punct fizic determinat):

1) OST determină punctele de intrare și de ieșire relevante sau grupurile de astfel de puncte care pot fi folosite;

2) toate condițiile menționate la pct.457 sunt îndeplinite;

3) participantul la tranzacționare emitent modifică cantitatea de gaze naturale care urmează să fie livrată către sau preluată din rețeaua de transport în punctul de intrare sau de ieșire specificat cu o cantitate egală cu cantitatea notificată și transmite către OST dovadă faptului că cantitatea a fost modificată;

**459.** În cazul în care se comercializează un produs temporar:

1) condițiile menționate la pct.457 subpunctele 1) și 2) sunt îndeplinite;

2) se aplică o cantitate notificată orară în cazul orelor din ziua gazieră de la un anumit moment de începere până la un anumit moment de încheiere și este egal cu zero pentru toate orele de dinaintea momentului de începere și zero pentru toate orele de după momentul de încheiere.

**460.** În cazul comercializării unui produs de localizare temporar, trebuie îndeplinite condițiile menționate la pct.458 subpunctele 1) și 3) și la pct.459.

**461.** Atunci când stabilesc PSTS, OST din zonele de echilibrare adiacente cooperează în vederea identificării produselor respective. Fiecare OST informează operatorii platformelor de tranzacționare în cauză cu privire la rezultatul acestei cooperări fără nicio întârziere nejustificată.

## Secțiunea 3

### Servicii de echilibrare

**462.** OST are dreptul să achiziționeze servicii de echilibrare pentru situațiile 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 sale operaționale sau în absența unei lichidități în ceea ce privește PSTS.

**463.** În scopul îndeplinirii acțiunilor de echilibrare prin intermediul serviciilor de echilibrare, când achiziționează servicii de echilibrare, OST ia în considerare următoarele:

1) modul în care serviciile de echilibrare vor menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele sale operaționale;

2) timpul de răspuns al serviciilor de echilibrare în comparație cu timpul de răspuns specific pentru orice PSTS disponibile;

3) zona unde trebuie livrate gazele naturale;

4) costul estimat al achiziționării și utilizării serviciilor de echilibrare comparativ cu costurile estimate ale utilizării oricărui PSTS disponibile;

5) cerințele privind calitatea gazelor naturale ale OST;

6) măsura în care achiziționarea și utilizarea serviciilor de echilibrare poate afecta lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

**464.** Serviciile de echilibrare sunt achiziționate într-un mod bazat pe piață, prin intermediul unei proceduri de licitație publică, transparentă și nediscriminatorie, în conformitate cu prezentul Cod și Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.534/2019, în special:

1) înainte de a încheia un contract privind furnizarea serviciilor de echilibrare, OST publică o cerere de ofertă nerestrictivă indicând scopul, domeniul de aplicare și instrucțiunile aferente pentru a permite ofertanților să participe la procedura de licitație;

2) rezultatele sunt publicate fără a aduce atingere protecției informațiilor sensibile din punct de vedere comercial, iar rezultatele individuale sunt prezentate fiecărui ofertant în parte.

**465.** Agenția poate aproba o altă procedură transparentă și nediscriminatorie decât licitația publică..

**466.** Cu excepția cazului în care, printr-o hotărâre a Agenției, se permite o durată mai mare a de prestare a unui serviciu de echilibrare, durata prestării unui astfel de serviciu nu trebuie să depășească un an, iar data de început trebuie să survină în termen de 12 luni de la angajamentul obligatoriu luat de părțile contractante.

**467.** OST își reexaminează anual utilizarea serviciilor sale de echilibrare, în vederea analizării dacă PSTS disponibile ar îndeplini într-o mai mare măsură cerințele operaționale ale OST și dacă utilizarea serviciilor de echilibrare ar putea fi redusă în anul următor.

**468.** OST publică pe pagina sa electronică anual informațiile referitoare la serviciile de echilibrare achiziționate (contractate) și costurile aferente suportate.

#### **Secțiunea 4 Ordinea de merit**

**469.** Sub rezerva principiilor stabilite la pct.454 atunci când decide în privința acțiunilor de echilibrare adecvate, OST ia următoarele măsuri:

1) acordă prioritate utilizării de produse titlu, atunci când și în măsura în care acest lucru este adecvat, în raport cu oricare alte PSTS disponibile;

2) utilizează celelalte PSTS atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

a) produse de localizare, atunci când, pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limite operaționale, sunt necesare modificări ale fluxului de gaze naturale la anumite puncte de intrare și/sau de ieșire și/sau pentru a începe la un moment dat în cursul unei zile gaziere;

b) produse temporare, atunci când, pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limite operaționale, sunt necesare modificări ale fluxului de gaze pe parcursul unei anumite perioade de timp în cursul unei zile gaziere. OST utilizează un produs temporar numai atunci când acest lucru ar fi mai economic și mai eficient decât achiziționarea și vânzarea unei combinații de produse titlu sau de produse de localizare;

c) produse localizate temporare, atunci când, pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele sale operaționale, sunt necesare modificări ale fluxului de gaze naturale la anumite puncte de intrare și/sau de ieșire și pe parcursul unei anumite perioade de timp, în decursul unei zile gaziere. OST utilizează un produs temporar numai atunci când acest lucru ar fi mai economic și mai eficient decât achiziționarea și vânzarea unei combinații de produse de localizare;

3) utilizează servicii de echilibrare numai atunci când PSTS nu oferă sau este posibil să nu ofere, în urma evaluării OST în cauză, soluția necesară pentru a menține parametrii de funcționare a rețelei de transport al gazelor naturale în limitele sale operaționale.

OST ține seama de eficiența din punctul de vedere al costurilor în cadrul nivelurilor corespunzătoare ale ordinii de merit menționate la subpunctele 1)-3).

**470.** Atunci când tranzacționează PSTS, OST acordă prioritate utilizării produselor intrazilnice în detrimentul produselor pentru ziua următoare, după caz și în măsura adecvată.

**471.** OST poate solicita acordul Agenției pentru a tranzacționa în cadrul unei zone de echilibrare adiacente și a transporta gazele naturale către și din respectiva zonă de echilibrare ca alternativă la tranzacționarea de produse titlu și/sau de produse de localizare în propria (propriile) zonă (zone) de echilibrare. Atunci când decide în privința acordului, Agenția poate examina soluții alternative pentru îmbunătățirea funcționării pieței interne. Termenii și condițiile aplicabile sunt reexamineate anual de



către OST și de către Agenție. Recurgerea la această acțiune de echilibrare nu limitează accesul la capacitatea din punctul de interconectare respectiv și nici utilizarea acestei capacități de către utilizatorii de sistem.

**472.** OST publică anual informații privind costurile, frecvența și numărul acțiunilor de echilibrare întreprinse în conformitate cu fiecare dintre cerințele prevăzute la pct.469, precum și costurile, frecvența și numărul acțiunilor de echilibrare întreprinse în conformitate cu pct.471.

## **Secțiunea 5** **Platforma de tranzacționare**

**473.** În scopul achiziționării de PSTS, OST tranzacționează pe o platformă de tranzacționare care îndeplinește următoarele criterii:

1) oferă un sprijin suficient pe parcursul zilei gaziere atât utilizatorilor de sistem, pentru a comercializa, cât și OST, pentru a întreprinde acțiuni de echilibrare adecvate prin tranzacționarea PSTS;

2) oferă un acces transparent și nediscriminatoriu;

3) furnizează servicii în baza principiului de egalitate;

4) asigură anonimatul tranzacționării cel puțin până în momentul încheierii unei tranzacții;

5) oferă o descriere detaliată a ofertelor curente pentru toți participanții la tranzacționare;

6) garantează că toate tranzacțiile sunt notificate în mod corespunzător OST.

**474.** OST va garanta respectarea criteriilor prevăzute la pct.473, cel puțin în cadrul unei platforme de tranzacționare. Dacă nu reușește să asigure respectarea acestor criterii cel puțin în cadrul unei platforme de tranzacționare, OST ia toate măsurile necesare pentru crearea unei platforme de echilibrare sau a unei platforme de echilibrare comune, astfel cum este prevăzut în Secțiunea 3, Capitolul X din prezentul Titlu.

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

**476.** Participantul la tranzacționare are responsabilitatea de a prezenta notificarea comercială OST, în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitolul, cu excepția cazului în care responsabilitatea este atribuită operatorului platformei de tranzacționare sau unei terțe părți, în conformitate cu regulile aplicabile platformei de tranzacționare.

**477.** Operatorul platformei de tranzacționare:

1) publică fără întârziere evoluția prețului marginal de cumpărare și a prețului marginal de vânzare după fiecare tranzacție; sau

2) transmite OST informațiile relevante atunci când OST alege să publice evoluția prețului marginal de cumpărare și prețului marginal de vânzare. OST publică fără întârziere informațiile în cauză.

În cazul în care în aceeași zonă de echilibrare există mai mulți operatori de platforme de tranzacționare se aplică subpunctul 2).

**478.** Operatorul platformei de tranzacționare permite utilizatorilor de sistem să efectueze tranzacții pe platforma sa de tranzacționare numai dacă au dreptul să prezinte notificări comerciale.

**479.** OST informează fără întârziere operatorul platformei de tranzacționare dacă un utilizator de sistem a pierdut dreptul de a emite notificări comerciale în conformitate cu contractele încheiate, fapt care conduce la suspendarea dreptului utilizatorului de sistem de a tranzacționa pe platforma de tranzacționare, fără a aduce atingere celorlalte căi de atac care ar putea fi disponibile într-un astfel de caz pentru operatorul platformei de tranzacționare, în conformitate cu normele aplicabile platformei de tranzacționare.

## **Secțiunea 6** **Stimulente**

**480.** În scopul promovării lichidității pieței angro de gaze naturale pe termen scurt, Agenția poate stimula OST să întreprindă acțiuni de echilibrare în mod eficient sau să maximizeze desfășurarea de acțiuni de echilibrare prin comerțul cu PSTS.

**481.** OST poate prezenta Agenției, spre aprobare, un mecanism de stimulare care să fie coerent cu principiile generale stabilite în prezentul Titlu. Agenția va examina cererea OST în termen de 30 de

zile de la prezentarea informației necesare.

**482.** Anterior prezentării propunerii menționate la pct.481 OST consultă părțile interesate, la inițiativa proprie a OST sau la solicitarea Agenției.

**483.** Mecanismul de stimulare:

1) se bazează pe performanța OST, prin intermediul plăților plafonate acordate acestuia în cazul unei supra performanțe și pretinse de la acesta în cazul unei performanțe insuficiente, măsurate în raport cu obiectivele de performanță prestabilite, care pot include printre altele obiective privind costurile;

2) ia în considerare mijloacele pe care OST le are la dispoziție, în vederea controlului performanței

3) garantează faptul că aplicarea acestora reflectă în mod corect distribuirea responsabilităților între părțile participante;

4) este adaptat la stadiul de dezvoltare a pieței gazelor naturale, acolo unde urmează să fie pus în aplicare;

5) face obiectul unei revizuirii periodice de către Agenție, în strânsă colaborare cu OST, pentru a se evalua unde și în ce măsură ar putea fi nevoie de modificări.

## **Capitolul IV NOMINALIZĂRI**

### **Secțiunea 1 Dispoziții generale**

**484.** Cantitatea de gaze naturale care urmează să fie menționată în nominalizare și în renominalizare este exprimată fie în kWh/zi pentru nominalizările și renominalizările zilnice, fie în kWh/h pentru nominalizările și renominalizările orare.

**485.** OST poate solicita utilizatorilor de sistem să ofere informații suplimentare privind nominalizările și renominalizările, pe lângă cerințele prevăzute în prezentul Titlu, inclusiv o prognoză actualizată și detaliată a intrărilor și ieșirilor prognozate, în conformitate cu necesitățile specifice ale OST.

**486.** Secțiunile 2 - 5 din prezentul capitol, privind nominalizările și renominalizările pentru produsele de capacitate negrupată se aplică, mutatis mutandis, nominalizărilor și renominalizărilor unice pentru produsele de capacitate grupată. OST cooperează în scopul punerii în aplicare a normelor privind nominalizarea și renominalizarea pentru produsele de capacitate grupată în punctele de interconectare.

**487.** Pct.497 și pct.500 se aplică fără a aduce atingere normei privind duratele minime ale întreprinderilor menționate la pct.306.

### **Secțiunea 2**

#### **Informații privind nominalizările și renominalizările în punctele de interconectare**

**488.** Nominalizările și renominalizările transmise de către utilizatorii de sistem către OST cu privire la punctele de interconectare trebuie să conțină cel puțin următoarele informații:

1) identificarea punctului de interconectare;

2) direcția fluxului de gaze naturale;

3) datele de identificare ale utilizatorului de sistem sau, după caz, datele de identificare ale portofoliului de echilibrare al acestuia;

4) datele de identificare ale contrapărții utilizatorului de sistem sau, dacă se aplică, datele de identificare ale portofoliului de echilibrare al acestuia;

5) timpul de început și de sfârșit al fluxului de gaze naturale pentru care este prezentată nominalizarea sau renominalizarea;

6) ziua gazieră Z;

7) cantitatea de gaze naturale care se solicită să fie transportată.

### **Secțiunea 3**

#### **Procedura de nominalizare la punctele de interconectare**

**489.** Un utilizator de sistem este în drept să prezinte OST o nominalizare pentru ziua gazieră Z, nu mai târziu de termenul limită pentru nominalizări din ziua gazieră Z- 1. Termenul limită de efectuare a nominalizărilor este ora 13:00 UTC (ora de iarnă) sau ora 12:00 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1.

**490.** Ultima nominalizare primită de OST de la un utilizator de sistem înainte de termenul de nominalizare este luată în considerare de OST.

**491.** OST trimite respectivilor utilizatori de sistem mesajul privind cantitățile confirmate nu mai târziu de termenul limită de confirmare din ziua gazieră Z-1. Termenul limită de confirmare este ora 15:00 UTC (ora de iarnă) sau ora 14:00 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1.

**492.** OST de pe fiecare parte a punctului de interconectare pot conveni asupra prezentării unui ciclu de nominalizare prealabilă în cadrul căruia:

- 1) utilizatorii de sistem nu sunt obligați să prezinte nominalizări;
- 2) utilizatorii de sistem pot prezenta OST nominalizările pentru ziua gazieră Z până cel târziu la ora 12:00 UTC (ora de iarnă) sau ora 11:00 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1;
- 3) OST trimite respectivilor utilizatori de sistem mesajul privind cantitățile procesate cel târziu la ora 12:30 UTC (ora de iarnă) sau la ora 11:30 UTC (ora de vară) în ziua gazieră Z-1.

**493.** În lipsa unei nominalizări valide trimise de către utilizatorul de sistem înainte de termenul limită pentru nominalizare, OST aplică norma de nominalizare implicită convenită între respectivii OST. Norma de nominalizare implicită aplicabilă într-un punct de interconectare este pusă la dispoziția utilizatorilor de sistem aferenți OST.

#### **Secțiunea 4**

##### **Procedura de renominalizare la punctele de interconectare**

**494.** Un utilizator de sistem poate prezenta renominalizări pe durata perioadei de renominalizare, care începe imediat după termenul limită pentru confirmare și se încheie în decurs de minimum 3 ore înainte de încheierea zilei gaziere Z. OST inițiază un ciclu de renominalizare la începutul fiecărei ore din perioada de renominalizare.

**495.** Ultima renominalizare primită de către OST din partea unui utilizator de sistem înainte de începerea ciclului de renominalizare este luată în considerare de către OST în ciclul de renominalizare.

**496.** OST trimite respectivilor utilizatori de sistem mesajul privind cantitățile confirmate în termen de 2 ore de la începutul fiecărui ciclu de renominalizare. Momentul de început al modificării efective a fluxului de gaze naturale este la 2 ore de la începutul ciclului de renominalizare, cu excepția cazului în care:

- 1) utilizatorul de sistem solicită o oră ulterioară; sau
- 2) OST permite un timp anterior.

**497.** Se presupune că orice modificare a fluxului de gaze naturale are loc la începutul fiecărei ore.

#### **Secțiunea 5**

##### **Dispoziții specifice la punctele de interconectare**

**498.** În cazul în care nominalizările și renominalizările zilnice și cele orare coexistă într-un punct de interconectare, OST sau autoritățile naționale de reglementare (după caz) pot consulta părțile interesate pentru a stabili oportunitatea prezentării nominalizărilor și renominalizărilor armonizate de ambele părți ale punctului de interconectare. Consultarea trebuie să țină cont de cel puțin următoarele:

- 1) impactul financiar asupra OST și asupra utilizatorilor de sistem;
- 2) impactul asupra comerțului transfrontalier;
- 3) impactul asupra regimului de echilibrare zilnică în punctul (punctele) de interconectare.

**499.** În urma acestei consultări, modificările propuse, dacă există, sunt aprobate de Agenție în cel mult 10 zile lucrătoare de la recepție. Din momentul în care modificările propuse sunt aprobate, OST modifică în consecință acordurile de interconectare existente și contractele pentru prestarea serviciilor de transport sau alte acorduri cu caracter juridic obligatoriu și publică modificările respective.

## Secțiunea 6

### Respingerea nominalizărilor și a renominalizărilor sau modificarea cantității de gaze naturale solicitate la punctele de interconectare

**500.** OST poate respinge:

1) o nominalizare sau o renominalizare cel târziu la 2 ore după termenul pentru nominalizare sau de la începutul ciclului de renominalizare în următoarele cazuri:

a) dacă aceasta nu respectă cerințele privind conținutul;

b) dacă aceasta este prezentată de o altă entitate decât un utilizator de sistem;

c) dacă acceptarea nominalizării sau a renominalizării zilnice ar conduce la o rată negativă a fluxului de nominalizare implicit;

d) dacă aceasta depășește capacitatea alocată a utilizatorului de sistem;

2) o renominalizare până cel târziu la 2 ore după începutul ciclului de renominalizare în următoarele cazuri suplimentare:

a) dacă aceasta depășește capacitatea alocată a utilizatorului de sistem pentru orele rămase, cu excepția cazului în care renominalizarea este prezentată pentru a solicita capacitate întreruptibilă, în cazul în care OST pune la dispoziție o astfel de capacitate;

b) dacă acceptarea renominalizărilor orare ar conduce la o modificare așteptată a fluxului de gaze naturale înainte de încheierea ciclului de renominalizare.

**501.** OST nu respinge o nominalizare sau o renominalizare a utilizatorului de sistem pentru simplul motiv că intrările estimate ale respectivului utilizator de sistem nu sunt egale cu ieșirile estimate ale acestuia.

**502.** În cazul respingerii unei renominalizări, OST utilizează ultima cantitate confirmată a utilizatorului de sistem, dacă aceasta există.

**503.** Fără a aduce atingere termenilor și condițiilor specifice aplicabile în cazul capacității întreruptibile și al capacității care face obiectul normelor de gestionare a congestiei, OST poate, în principiu, să modifice cantitatea de gaze naturale solicitată conform unei nominalizări și unei renominalizări numai în circumstanțe excepționale și în situații de urgență, atunci când există un pericol evident la adresa securității și stabilității sistemului. OST notifică Agenției orice acțiune întreprinsă în acest sens.

## Secțiunea 7

### Procedura de nominalizare și de renominalizare în alte puncte decât punctele de interconectare

**504.** Agenția stabilește punctele, altele decât punctele de interconectare, în care este nevoie de nominalizări și renominalizări, în cazul în care aceste puncte nu au fost deja stabilite după consultarea OST.

**505.** Atunci când nominalizările și renominalizările sunt necesare în alte puncte decât punctele de interconectare, se aplică următoarele principii:

1) utilizatorii de sistem au dreptul să prezinte renominalizări pentru ziua gazieră;

2) OST confirmă sau resping nominalizările și renominalizările transmise, ținând cont de termenele menționate la Secțiunea 6 din prezentul Capitol.

## Capitolul V

### PLĂȚILE PENTRU DEZECHILIBRU ZILNIC

## Secțiunea 1

### Dispoziții generale

**506.** Utilizatorii de sistem au obligația să plătească sau au dreptul să primească (după caz) plăți pentru dezechilibru zilnic în legătură cu cantitatea lor de dezechilibru zilnic pentru fiecare zi gazieră.

**507.** Plățile pentru dezechilibru zilnic sunt indicate separat în facturile emise de OST către utilizatorii de sistem.

**508.** Plata pentru dezechilibru zilnic trebuie să fie bazată pe costuri și să țină cont de prețurile aferente acțiunilor de echilibrare ale OST (dacă există) și de ajustarea minoră stabilită la pct.522.

## Secțiunea 2

### Metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic

**509.** OST elaborează și prezintă Agenției pentru aprobare, metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic care urmează să fie aplicată în zona sa de echilibrare.

**510.** Odată aprobată, metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic, și orice modificări ulterioare se publică pe pagina electronică a OST.

**511.** Metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic stabilește:

- 1) calcularea cantității de dezechilibru zilnic menționată la Secțiunea 3 din prezentul Capitol;
- 2) derivarea/ prețului aplicabil prevăzut în la Secțiunea 4 din prezentul Capitol; precum și
- 3) oricare alt parametru necesar.

## Secțiunea 3

### Calcularea cantității de dezechilibru zilnic

**512.** OST calculează o cantitate de dezechilibru zilnic pentru fiecare portofoliu de echilibrare al utilizatorului de sistem, pentru fiecare zi gazieră, în conformitate cu următoarea formulă:

*cantitatea de dezechilibru zilnic = intrări - ieșiri*

**513.** Calcularea cantității de dezechilibru zilnic se adaptează, în cazul în care:

- 1) se oferă un serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă;
- 2) există orice alt tip de contract prin care utilizatorii de sistem furnizează gaze naturale, inclusiv gaze naturale, pentru a acoperi;

a) cantitatea de gaze naturale care nu figurează ca fiind preluată din sistem, cum ar fi pierderile, erorile de măsurare; și/sau

b) gazele naturale utilizate de OST pentru exploatarea sistemului, precum combustibil gazos.

**514.** Dacă suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale (intrările) este egală cu suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale (ieșirile) în ziua gazieră respectivă, utilizatorul de sistem este considerat a fi echilibrat pentru ziua gazieră respectivă.

**515.** Dacă suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem intrate în rețeaua de transport al gazelor naturale în ziua gazieră (intrările) nu este egală cu suma cantităților de gaze naturale ale utilizatorului de sistem ieșite din rețeaua de transport al gazelor naturale (ieșirile), din ziua gazieră respectivă, utilizatorul de sistem se consideră în dezechilibru negativ pentru ziua gazieră respectivă și se aplică plății pentru dezechilibru zilnic în conformitate cu Secțiunea 5 din prezentul Capitol.

*Rectificare: În pct.1 alin.(16) subpunctul 515 din Hotărârea ANRE nr.442, după cuvântul "(intrările)" de adăugat cuvântul "nu".*

*(Monitorul Oficial al R. Moldova nr. 344-351 din 18.12.2020 pag.158)*

**516.** OST transmite unui utilizator de sistem cantitățile sale de dezechilibru zilnic inițiale și finale, în conformitate cu Secțiunea 6 din prezentul Capitolul.

**517.** Plata pentru dezechilibru zilnic se bazează pe cantitatea finală de dezechilibru zilnic.

## Secțiunea 4

### Prețul aplicabil

**518.** În vederea calculării plății pentru dezechilibru zilnic prevăzut în pct.518 - 519, prețul aplicabil se determină după cum urmează:

1) prețul marginal de vânzare, atunci când cantitatea de dezechilibru zilnic este pozitivă (intrările utilizatorului de sistem pentru ziua gazieră respectivă depășesc ieșirile sale pentru aceeași zi); sau

2) prețul marginal de cumpărare, atunci când cantitatea de dezechilibru zilnic este negativă (ieșirile utilizatorului de sistem pentru ziua gazieră respectivă depășesc intrările sale pentru aceeași zi).

**519.** Prețul marginal de vânzare și prețul marginal de cumpărare se calculează pentru fiecare zi gazieră astfel:

1) prețul marginal de vânzare este cea mai mică valoare dintre:

a) cel mai mic preț dintre toate vânzările de produse titlu la care a participat OST în ziua gazieră respectivă; sau

b) prețul de referință pentru ziua gazieră în cauză minus o ajustare minoră.

2) un preț marginal de cumpărare este cea mai mare valoare dintre cele 2 prețuri de mai jos:

a) cel mai mare preț dintre toate achizițiilor de produse titlu la care a participat OST în ziua gazieră respectivă; sau

b) prețul de referință în ziua gazieră respectivă la care se adaugă o ajustare minoră.

**520.** În scopul determinării prețului marginal de vânzare, a prețului marginal de cumpărare și a prețului de referință, tranzacțiile aferente se realizează pe platforme de tranzacționare, care sunt identificate în prealabil de către OST și aprobate de Agenție. Prețul de referință este prețul mediu ponderat al gazelor naturale aferent tranzacțiilor cu gaze naturale cu produse titlu efectuate în punctul de tranzacționare virtual cu privire la o zi gazieră.

În cazul în care dispozițiile de la pct.519 subpunctele 1) și 2) nu permit calcularea unui preț marginal de vânzare și/sau a unui preț de cumpărare, se stabilește o normă standard.

**521.** Sub rezerva aprobării de către Agenție, prețul produselor localizate poate fi luat în considerare în scopul determinării prețului marginal de vânzare, a prețului marginal de cumpărare și a prețului de referință, atunci când OST propune acest lucru, ținându-se cont în mod corespunzător de măsura în care OST utilizează produse de localizare.

**522.** Ajustarea minoră:

1) stimulează utilizatorii de sistem în vederea echilibrării intrărilor și ieșirilor lor;

2) este elaborată și aplicată în mod nediscriminatoriu pentru:

a) a nu descuraja intrarea pe piață;

b) a nu împiedica dezvoltarea de piețe concurențiale;

3) nu are un impact negativ asupra comerțului transfrontalier;

4) nu conduce la o expunere financiară excesivă a utilizatorilor de sistem la prețuri de dezechilibru zilnic.

**523.** Valoarea ajustării minore poate varia în funcție de prețul marginal de cumpărare și a prețului marginal de vânzare. Valoarea ajustării minore nu trebuie să depășească 10 % din prețul de referință, cu excepția cazului în care OST în cauză poate prezenta Agenției o deviere de la această regulă și pentru care poate obține o aprobare din partea acesteia în conformitate cu Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

## Secțiunea 5

### Plata pentru dezechilibru zilnic

**524.** Pentru a calcula plata pentru dezechilibru zilnic pentru fiecare utilizator de sistem, OST înmulțește cantitatea de dezechilibru zilnic a utilizatorului de sistem cu prețul aplicabil determinat în conformitate Secțiunea 3 din prezentul Capitol.

**525.** Plățile pentru dezechilibru zilnic se aplică după cum urmează:

1) în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic a unui utilizator de sistem pentru ziua gazieră este pozitivă, se consideră că utilizatorul de sistem a vândut gaze naturale OST într-o cantitate echivalentă cu cantitatea de dezechilibru zilnic și, prin urmare, are dreptul să la achitarea corespunzătoare a plăților pentru dezechilibru zilnic de la OST; precum și

2) în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic a unui utilizator de sistem pentru ziua gazieră este negativă, se consideră că utilizatorul de sistem a achiziționat gaze naturale de la OST într-o cantitate echivalentă cu cantitatea de dezechilibru zilnic, prin urmare, are obligația să plătească plăți pentru dezechilibru zilnic OST.

## Capitolul VI

### OBLIGAȚII INTRAZILNICE

## Secțiunea 1

### Dispoziții generale

**526.** Un OST are dreptul să aplice obligații intrazilnice doar pentru a stimula utilizatorii de sistem să-și gestioneze poziția intrazilnică în vederea garantării integrității sistemului de transport al gazelor naturale și reducerii la minimum a necesității de a întreprinde acțiuni de echilibrare.

**527.** Atunci când OST i se solicită să transmită informații utilizatorilor de sistem pentru a le permite să își gestioneze expunerile asociate pozițiilor din cursul zilei, astfel de informații le vor fi transmise în mod regulat. Dacă este cazul, informațiile sunt transmise o singură dată pe baza unei cereri formulate de către fiecare utilizator de sistem în parte.

## Secțiunea 2

### Tipuri de obligații intrazilnice

**528.** Există 3 tipuri de obligații intrazilnice, fiecare dintre acestea stimulând utilizatorul de sistem în vederea atingerii unui obiectiv specific în conformitate cu prezentul punct.

1) Obligație intrazilnică la nivel de sistem.

Această obligație este prevăzută în vederea acordării de stimulente utilizatorilor de sistem pentru menținerea rețelei de transport în limitele sale operaționale și stabilește următoarele:

a) limitele operaționale ale rețelei de transport al gazelor naturale între care trebuie să se mențină aceasta;

b) acțiunile pe care utilizatorii de sistem le pot întreprinde pentru a menține rețeaua de transport în limitele operaționale;

c) acțiunile de echilibrare întreprinse în consecință de OST atunci când limitele operaționale ale rețelei de transport al gazelor naturale sunt aproape atinse sau chiar atinse;

d) atribuirea costurilor și/sau a veniturilor în rândul utilizatorilor de sistem și/sau consecințele asupra poziției intrazilnice a respectivilor utilizatori de sistem, rezultate în urma acțiunilor de echilibrare întreprinse de către OST;

e) plata aferentă care se bazează pe poziția individuală intrazilnică a utilizatorului de sistem.

2) Obligație intrazilnică cu privire la portofoliul de echilibrare

Această obligație are scopul a stimula utilizatorii de sistem să își mențină poziția lor individuală pe durata zilei gaziere într-un interval stabilit anterior cuprinzând următoarele elemente:

a) pentru fiecare portofoliu de echilibrare, intervalul în care trebuie să se înscrie acesta;

b) modalitatea prin care se determină intervalul menționat mai sus;

c) consecințele pentru utilizatorii de sistem care nu se mențin în intervalul definit și, după caz, detaliile privind modul în care se stabilește (calculează) o plată corespunzătoare;

d) plata aferentă care se bazează pe poziția individuală în cursul zilei a utilizatorului de sistem.

3) Obligație intrazilnică la punctul de intrare-ieșire;

Scopul acestei obligații este de a oferi stimulente utilizatorilor de sistem în vederea limitării fluxului de gaze naturale sau a variației fluxului de gaze naturale în anumite condiții specifice ce apar la anumite puncte de intrare-ieșire și cuprinde următoarele elemente:

a) limitele privind fluxul de gaze naturale și/sau variația fluxului de gaze naturale;

b) punctul de intrare și/sau ieșire sau grupurile de puncte de intrare și/sau ieșire cărora li se aplică astfel de limite;

c) condițiile în care se aplică aceste limite;

d) consecințele nerespectării acestor limite.

Această obligație vine în completarea oricărui alt acord încheiat cu consumatorii finali care prevăd, printre altele, restricții și obligații localizate specifice privind fluxul fizic de gaze naturale.

## Secțiunea 3

### Cerințe privind obligațiile intrazilnice

**529.** OST poate propune Agenției o obligație intrazilnică sau o modificare a acesteia. Aceasta poate combina caracteristici ale diferitelor tipuri de obligații intrazilnice descrise Secțiunea 2 al prezentului Capitol, cu condiția ca propunerea să îndeplinească criteriile stabilite la pct.531. Dreptul OST de a prezenta o astfel de propunere nu aduce atingere dreptului Agenției de a aproba din propria inițiativă o hotărâre în acest sens.

**530.** Orice obligație intrazilnică trebuie să îndeplinească următoarele criterii:

1) obligația intrazilnică și plata aferentă, dacă aceasta există, nu trebuie să creeze bariere nejustificate pentru comerțul transfrontalier și intrării pe piață a unor noi utilizatori de sistem;

2) obligația intrazilnică se aplică numai în cazul în care utilizatorii de sistem primesc informații suficiente înaintea aplicării unei eventuale plăți intrazilnice cu privire la intrările și/sau ieșirile acestora și dispun de mijloace rezonabile să acționeze pentru gestionarea expunerii lor;

3) principale costuri suportate de utilizatorii de sistem în legătură cu obligațiile de echilibrare ale acestora se referă la poziția acestora la sfârșitul zilei gaziere;

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

5) obligația intrazilnică nu conduce la o regularizare (decontare) financiară a utilizatorilor de sistem pe poziția zero pe durata zilei gaziere;

6) beneficiile introducerii unei obligații intrazilnice, pentru exploatarea economică și eficientă a rețelei de transport al gazelor naturale, depășesc orice impact negativ potențial al acesteia, inclusiv asupra lichidității tranzacțiilor la punctul virtual de tranzacționare.

**531.** OST poate propune diferite obligații intrazilnice pentru diferite categorii de puncte de intrare sau ieșire, cu scopul de a oferi stimulente mai bune diferitor categorii de utilizatori de sistem și a evita subvențiile încrucișate. Dreptul OST de a prezenta o astfel de propunere nu aduce atingere dreptului Agenției de a aproba o hotărâre în acest sens, din proprie inițiativă.

**532.** OST consultă părțile interesate, inclusiv Agenția, OSD și OST afectați din zone de echilibrare adiacente, cu privire la oricare obligație intrazilnică pe care intenționează să o introducă, inclusiv metodologia și ipotezele utilizate pentru concluzionarea faptului că aceasta îndeplinește criteriile stabilite la pct.530.

**533.** Ca urmare a procesului de consultare, OST elaborează un document de recomandare care să includă propunerea finală și o analiză a următoarelor elemente:

1) necesitatea obligației intrazilnice, având în vedere caracteristicile rețelei de transport al gazelor naturale și flexibilitatea de care dispune OST prin achiziționarea și vânzarea de PSTS sau prin utilizarea serviciilor de echilibrare în conformitate cu Capitolul III al prezentului Titlu;

2) informațiile disponibile pentru a permite utilizatorilor de sistem să își gestioneze în timp util pozițiile în cursul zilei;

3) impactul financiar estimat asupra utilizatorilor de sistem;

4) efectul asupra intrării pe piață a unor noi utilizatori de sistem, inclusiv orice impact negativ nejustificat asupra acesteia;

5) efectul asupra comerțului transfrontalier, inclusiv impactul potențial asupra echilibrării în zonele de echilibrare adiacente;

6) impactul asupra pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt, inclusiv asupra lichidității acesteia;

7) caracterul nediscriminatoriu al obligației intrazilnice.

**534.** OST prezintă documentul de recomandare Agenției pentru aprobarea propunerii în conformitate cu procedura stabilită în Secțiunea 4 din prezentul Capitol. În paralel, OST publică acest document de recomandare, sub rezerva oricăror obligațiuni de confidențialitate pe care ar putea fi obligat să le respecte.

## Secțiunea 4

### Procesul decizional al Agenției

**535.** Agenția adoptă și publică o hotărâre motivată în termen de 6 luni de la primirea documentului de recomandare complet. La luarea hotărârii de aprobare sau nu a obligației intrazilnice propuse, Agenția analizează dacă obligația respectivă îndeplinește criteriile stabilite la pct.530.

**536.** Înaintea luării deciziei motivate, Agenția se consultă cu autoritățile naționale de reglementare ale Partilor Contractante a Comunității Energetice adiacente și statelor membre UE adiacente și ține seama de opiniile acestora. Agenția va consulta Comitetul de reglementare al CE cu privire la decizia menționată la pct.535.

**537.** În cazul în care OST are una sau mai multe obligații la data intrării în vigoare a prezentului Titlu, acesta urmează, în termen de 6 luni de la data respectivă, să aplice procedura prevăzută la



punctele 535-536 și prezintă Agenției obligația (obligațiile) intrazilnică (-e), în conformitate cu punctul 535, pentru a obține aprobarea utilizării acestora.

## Capitolul VII MĂSURI PRIVIND NEUTRALITATEA

### Secțiunea 1 Principii de neutralitate

**538.** OST nu înregistrează câștiguri sau pierderi ca urmare a achitării sau perceperii plății pentru dezechilibru zilnic, plății intrazilnice, plăților privind acțiunile de echilibrare și de alte cheltuieli legate de activitățile de echilibrare, care reprezintă de fapt toate activitățile desfășurate de OST în vederea îndeplinirii obligațiilor prevăzute în prezentul Titlu.

**539.** OST transferă către utilizatorii de sistem:

1) toate costurile și veniturile rezultate din plățile pentru dezechilibru zilnic și din plățile intrazilnice;

2) toate costurile și veniturile rezultate din acțiunile de echilibrare întreprinse în temeiul prevederilor din Secțiunea 4 Capitolul IV din prezentul Titlu, cu excepția cazului în care Agenția consideră respectivele costuri și venituri ca fiind suportate în mod ineficient în conformitate cu **normele naționale aplicabile**. O astfel de considerație se bazează pe o evaluare care:

a) demonstrează în ce măsură OST ar fi putut să reducă în mod rezonabil costurile suportate pentru desfășurarea acțiunii de echilibrare; precum și

b) se realizează cu privire la informațiile, timpul și instrumentele aflate la dispoziția OST în momentul în care a decis să întreprindă acțiunea de echilibrare;

3) toate celelalte costuri și venituri aferente activităților de echilibrare întreprinse de OST, cu excepția cazului în care Agenția consideră respectivele costuri și venituri ca fiind suportate în mod ineficient în conformitate cu **normele naționale aplicabile**.

**540.** Atunci când se pune în aplicare un stimulent pentru promovarea desfășurării eficiente de acțiuni de echilibrare, pierderile financiare cumulate se limitează la costurile și veniturile suportate în mod ineficient de către OST.

**541.** OST publică datele relevante privind plățile cumulate menționate la pct.539 și plățile cumulate de neutralitate, cel puțin cu aceeași frecvență cu care sunt facturate plățile respective către utilizatorii de sistem, dar nu mai puțin de o dată pe lună.

**542.** Fără a aduce atingere punctelor 539-540, OST poate în calitate de responsabil de echilibrare, să beneficieze de un mecanism de stimulare, în conformitate cu Secțiunea 6 Capitolul III din prezentul Titlu.

### Secțiunea 2 Fluxurile de numerar privind neutralitatea echilibrării

**543.** Plata pentru neutralitate în scop de echilibrare (în continuare - plata pentru neutralitate) este plătită utilizatorului de sistem sau de către acesta.

**544.** OST elaborează și prezintă la Agenție metoda pentru calcularea plăților pentru neutralitate în scop de echilibrare, inclusiv repartizarea lor în rândul utilizatorilor de sistem și normele de administrare (gestionare) a riscului de credit.

**545.** Plata pentru neutralitate trebuie să fie proporțională utilizării de către utilizatorul de sistem a punctelor de intrare sau de ieșire relevante sau de rețeaua de transport al gazelor naturale.

**546.** Plata pentru neutralitate în scop de echilibrare se menționează separat atunci când este facturată utilizatorilor de sistem, iar factura este însoțită de suficiente informații/documente justificative definite în metoda menționată la pct.547.

**547.** În cazul în care se aplică varianta 2 a modelului de informare plata pentru neutralitate pentru echilibrare se poate baza pe costurile și pe veniturile estimate, iar metoda OST pentru stabilirea plăților de neutralitate în scop de echilibrare prevede norme referitoare la o plată pentru neutralitate separată cu privire la ieșirile cu măsurare nonzilnică.

**548.** După caz, metoda elaborată de OST pentru calcularea plății pentru neutralitate poate prevedea norme pentru împărțirea în diferite componente a plății pentru neutralitate și repartizarea

ulterioară a sumelor corespunzătoare în rândul utilizatorilor de sistem, în vederea reducerii subvențiilor încrucișate.

### **Secțiunea 3**

#### **Măsuri privind administrarea riscului de credit**

**549.** OST are dreptul să ia măsurile necesare și să solicite utilizatorilor de sistem includerea cerințelor contractuale necesare, inclusiv garanții de securitate financiară, pentru a reduce riscul de neplată aferent plăților datorate pentru plățile menționate în Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

**550.** Clauzele contractuale trebuie să fie transparente, să respecte principiul egalității, să fie proporționale scopului și să fie definite în metoda menționată în pct.544.

**551.** În cazul neefectuării unei plăți care poate fi atribuită unui utilizator de sistem, OST nu este răspunzător de pierderile suferite, cu condiția ca măsurile și cerințele menționate în punctele 549 și 550 să fi fost puse în aplicare în mod adecvat, iar astfel de pierderi se recuperează în conformitate cu metoda menționată în pct.544.

### **Capitolul VIII**

#### **PREZENTAREA INFORMAȚIILOR**

### **Secțiunea 1**

#### **Dispoziții generale**

#### **Obligațiile de informare ale OST față de utilizatorii de sistem**

**552.** Informațiile furnizate utilizatorilor de sistem de către OST se referă la:

1) starea generală a rețelei de transport al gazelor naturale în conformitate cu Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019;

2) acțiunile de echilibrare ale OST, menționate în Capitolul III al prezentului Titlu;

3) intrările și ieșirile utilizatorului de sistem pentru ziua gazieră respectivă, menționate în prezentul Capitolul.

**553.** În cazul în care nu au fost deja comunicate de OST conform Regulamentului privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019, OST transmite toate informațiile menționate în pct.552, conform următoarelor reguli:

1) publicare informației pe pagina electronică al OST sau în cadrul unui alt sistem care furnizează informații în format electronic;

2) punerea gratuită a informației la dispoziția utilizatorilor de sistem;

3) prezentarea informației într-un format ușor de utilizat;

4) conferirea informației unui caracter clar, cuantificabil și ușor de accesat;

5) prezentarea informației pe bază nediscriminatorie;

6) exprimate în unități coerente, fie în kWh, fie în kWh/zi și kWh/h;

7) punerea informației la dispoziție în limba română și în limba engleză.

**554.** Atunci când nu se poate obține o citire a cantității măsurate prin utilizarea unui echipament de măsurare, se poate utiliza o valoare de înlocuire. Această valoare de înlocuire este utilizată ca o valoare de referință alternativă, fără alte garanții suplimentare din partea OST.

**555.** Accesul la informații nu implică nici o altă garanție specială, alta decât disponibilitatea acestor informații într-un format definit și printr-un instrument definit, cum ar fi o pagină electronică sau o adresă de internet, și accesul utilizatorilor de sistem la aceste informații în condiții normale de utilizare. OST nu este, în niciun caz, obligat să ofere garanții suplimentare, în special în ceea ce privește sistemul informatic al utilizatorilor de sistem.

**556.** Agenția decide cu privire la un model unic de informare pentru fiecare zonă de echilibrare. Pentru furnizarea de informații cu privire la intrările și ieșirile cu măsurare pe parcursul zilei, se aplică aceleași reguli tuturor modelelor.

**557.** Pentru zonele de echilibrare unde se intenționează aplicarea variantei 2 a modelului de informare după intrarea în vigoare a prezentului Titlu, urmează a fi derulată o consultare prealabilă a pieței de către OST sau de către Agenție, după caz.

## Secțiunea 2

### Intrări și ieșiri cu măsurare pe parcursul zilei

**558.** Pentru intrările în și ieșirile din zona de echilibrare, cu măsurare pe parcursul zilei, în cazul în care alocarea unui utilizator de sistem este egală cu cantitatea sa confirmată, OST nu este obligat să comunice alte informații decât cele referitoare la cantitatea confirmată.

**559.** Pentru intrările în și ieșirile din zona de echilibrare cu măsurare pe parcursul zilei, în cazul în care alocarea unui utilizator de sistem nu este egală cu cantitatea sa confirmată, în ziua gazieră Z, OST transmite utilizatorilor de sistem un minimum de două actualizări ale fluxurilor lor de măsurare cel puțin pentru intrările și ieșirile măsurate pe parcursul zilei, cumulate, conform uneia dintre cele două opțiuni de mai jos, la alegerea OST :

1) fiecare actualizare se referă la fluxurile de gaze naturale de la începutul respectivei zilei gaziere Z; sau

2) fiecare actualizare se referă la fluxurile incrementale de gaze naturale după fluxul raportat în actualizarea anterioară.

**560.** Primele actualizări acoperă cel puțin 4 ore de flux de gaze naturale din ziua gazieră Z. Aceste actualizări sunt comunicate cât mai curând posibil, în termen de 4 ore după fluxul de gaz, dar nu mai târziu de ora 17.00 UTC (ora de iarnă) sau la ora 16.00 UTC (ora de vară).

**561.** Ora transmiterii celei de a doua actualizări este definită cu aprobarea Agenției și este publicată de OST.

**562.** OST poate solicita utilizatorilor de sistem să indice care sunt informațiile la care au acces în conformitate cu pct.559. Pe baza răspunsului primit, OST în cauză comunică utilizatorului de sistem informațiile la care acesta nu are acces, în conformitate cu pct.559-561.

**563.** În cazul în care OST nu este responsabil cu repartizarea cantităților de gaze naturale între utilizatorii de sistem ca parte a procesului de alocare, prin derogare de la pct.559, acesta transmite cel puțin informațiile referitoare la intrările și ieșirile totale (agregate) cu o frecvență de minimum două ori pe zi gazieră Z, în ziua gazieră Z respectivă.

## Secțiunea 3

### Ieșiri cu măsurare zilnică

**564.** În cazul în care se aplică varianta 1 a modelului de informare, în ziua gazieră Z OST transmite utilizatorilor de sistem minimum 2 actualizări ale repartizării acestora de fluxuri măsurate, cel puțin pentru ieșirile măsurate zilnic, conform uneia din cele 2 opțiuni de mai jos, la alegerea OST:

1) fiecare actualizare se referă la fluxurile de gaze naturale de la începutul zilei gaziere Z respective; sau

2) fiecare actualizare se referă la fluxurile incrementale de gaze naturale după fluxul raportat în actualizarea anterioară.

**565.** Fiecare actualizare este transmisă în termen de 2 ore de la încheierea ultimei ore a fluxurilor de gaze naturale.

## Secțiunea 4

### Ieșiri cu măsurare nonzilnică

**566.** În cazul în care se aplică scenariul de referință al modelului de informare:

1) în ziua gazieră Z-1, OST transmite utilizatorilor de sistem o prognoză referitoare la ieșirile lor cu măsurare nonzilnică pentru ziua gazieră Z, până cel târziu la ora 12.00 UTC (ora de iarnă) sau ora 11.00 UTC (ora de vară);

2) în ziua gazieră Z, OST transmite utilizatorilor de sistem minimum 2 actualizări ale prognozei referitoare la ieșirile lor cu măsurare nonzilnică;

**567.** Prima actualizare este transmisă nu mai târziu de ora 13.00 UTC (ora de iarnă) sau 12.00 UTC (ora de vară).

**568.** Ora transmiterii celei de a 2-a actualizări este definit după aprobarea Agenției și este publicat de OST. Acesta ține cont de următoarele:

1) accesul la PSTS pe o platformă de tranzacționare;

2) precizia prognozei referitoare la ieșirile utilizatorului de sistem, cu măsurare nonzilnică, comparativ cu momentul transmiterii sale;

3) ora când se încheie perioada de renominalizare, în conformitate cu pct.494;

4) ora primei actualizări a prognozei pentru ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem.

**569.** În cazul în care se aplică varianta 1 a modelului de informare, în ziua gazieră Z, OST transmite utilizatorilor de sistem minimum 2 actualizări ale repartizării fluxurilor măsurate, cel puțin pentru ieșirile cu măsurare nonzilnică agregate, în conformitate cu Secțiunea 3 din prezentul Capitol.

**570.** În cazul în care se aplică varianta 2 a modelului de informare, în ziua gazieră Z-1, OST transmite utilizatorilor de sistem o prognoză a ieșirilor cu măsurare nonzilnică pentru ziua gazieră Z, astfel cum sunt menționate în pct.566 subpunctul 1).

## **Secțiunea 5**

### **Intrări și ieșiri după ziua gazieră**

**571.** Cel târziu la sfârșitul zilei gaziere Z+1, OST transmite fiecărui utilizator de sistem alocare inițială pentru intrările și ieșirilor acestuia din ziua D și cantitate inițială de dezechilibru zilnic.

1) pentru scenariul de referință și varianta 1 a modelelor de informare, este alocată întreaga cantitate de gaze naturale livrată către sistemul de distribuție;

2) pentru varianta 2 a modelului de informare, ieșirile cu măsurare nonzilnică sunt egale cu prognoza referitoare la ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, transmise cu o zi înainte, pentru a 2-a zi;

3) pentru varianta 1 a modelului de informare, o alocare inițială și o cantitate inițială de dezechilibru zilnic sunt considerate ca fiind alocarea finală și cantitatea finală de dezechilibru zilnic.

**572.** Atunci când se aplică o măsură provizorie prevăzută în pct.608-627, o alocare inițială și o cantitate inițială de dezechilibru zilnic pot fi furnizate în termen de trei zile gaziere de la ziua gazieră Z în cazul în care conformitatea cu dispozițiile din pct.571 nu ar fi posibilă din punct de vedere tehnic sau operațional.

**573.** OST transmite fiecărui utilizator de sistem alocarea finală pentru intrările și ieșirile acestuia și cantitatea finală de dezechilibru zilnic, într-un termen definit în contract sau Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.534/2019.

## **Secțiunea 6**

### **Analiza cost-beneficiu**

**574.** În termen de 2 ani de la intrarea în vigoare a prezentului Titlu, OST evaluează costurile și beneficiile care reies din:

1) creșterea și frecvența transmiterii informațiilor către utilizatorii de sistem;

2) reducerii termenelor de transmitere a informațiilor;

3) îmbunătățirii preciziei informațiilor transmise.

Analiza cost-beneficiu indică defalcarea costurilor și a beneficiilor pe categoriile de părți afectate.

**575.** OST consultă părțile implicate cu privire la această evaluare, în colaborare cu OSD, în cazul în care aceștia sunt afectați.

**576.** Pe baza rezultatelor consultării, Agenția decide cu privire la orice schimbări utile privind prezentarea informațiilor.

## **Secțiunea 7**

### **Obligațiile de informare ale OSD și ale părții (părților) responsabile de prognozare față de OST**

**577.** Fiecare OSD asociat unei zone de echilibrare și fiecare parte responsabilă de prognozare oferă OST din zona de echilibrare respectivă informațiile necesare în scopul prezentării către utilizatorii de sistem în temeiul prezentului Titlu. Aceste informații includ intrările și ieșirile din sistemul de distribuție, indiferent dacă sistemul respectiv face parte sau nu dintr-o zonă de echilibrare.

**578.** Informațiile, formatul acestora și procedura pentru transmiterea lor sunt stabilite în colaborare de către OST, OSD și partea responsabilă de prognozare, după caz, pentru a asigura

furnizarea adecvată a informațiilor de către OST utilizatorilor de sistem în temeiul prezentului Capitol și în special criteriilor stabilite în pct.553.

**579.** Informațiile sunt transmise de către OSD și partea (părțile) responsabile de echilibrare OST în același format precum cel definit în conformitate cu Regulamentul privind accesul la rețelele de transport al gazelor naturale și gestionarea congestiilor aprobat prin Hotărârea ANRE nr.421/2019, Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.434/2019 și trebuie să fie coerente cu formatul utilizat de OST pentru a transmite informațiile către utilizatorii de sistem.

**580.** Agenția poate solicita OST, OSD și părții responsabile de prognozare să propună, individual sau colectiv, un mecanism de stimulare cu privire la transmiterea unei prognoze exacte cu privire la ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, care să îndeplinească criteriile stabilite pentru OST în pct.586.

**581.** Agenția desemnează partea responsabilă de prognozare într-o zonă de echilibrare după consultarea prealabilă a OST și OSD în cauză. Sarcina părții responsabile de prognozare este prognozarea ieșirilor cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem și, după caz, alocării lor ulterioare. Aceasta poate fi un OST, un OSD sau o parte terță.

## Secțiunea 8

### Obligațiile de informare ale OSD

**582.** OSD transmite OST informații privind intrările și ieșirile cu măsurare zilnică și intrazilnică aparținând sistemului de distribuție și conforme cu cerințele de informare prevăzute în pct.559-565, și în Secțiunea 3 și 5 din prezentul Capitol. Aceste informații sunt transmise OST în timp util, astfel încât OST dispună de posibilitatea de a transmite informațiile către utilizatorii de sistem.

**583.** OSD sunt responsabili de punerea la dispoziția părții responsabile de prognozare a unor informații suficiente și actualizate, în scopul aplicării Metodei privind prognoza ieșirilor cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, astfel cum e stabilit în pct.586. Aceste informații sunt transmise în timp util, în conformitate cu termenele definite de partea responsabilă cu prognozele, pentru a fi conforme cu necesitățile acesteia.

**584.** Pct.584 se aplică mutatis mutandis, și variantei 1.

## Secțiunea 9

### Obligațiile de informare ale părții responsabile de prognozare față de OST

**585.** Partea responsabilă pentru prognozare transmite OST o serie de prognoze privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale utilizatorului de sistem și alocările ulterioare, în conformitate cu cerințele în materie de informare prevăzute Secțiunea 4 și 5 din prezentul Capitol. Aceste informații sunt transmise OST în timp util, astfel încât acesta să aibă suficient timp pentru a transmite informațiile utilizatorilor de sistem și să facă prognozele pentru ziua următoare și pentru ziua în curs privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem cu cel puțin o oră înainte de termenele menționate în pct.566 subpunctele 1) și 2), cu excepția cazului în care OST și partea responsabilă de prognozare convin asupra unei perioade de timp suficient de scurte pentru ca OST să poată transmite informații către utilizatorii de sistem.

**586.** Metoda aplicată pentru prognozarea ieșirilor cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem se bazează pe un model statistic al cererii, fiecărei ieșiri cu măsurare nonzilnică fiindu-i atribuit un profil de încărcare, constând dintr-o formulă a variației cererii de gaze naturale în raport cu variabile precum temperatura, ziua din săptămână, tipul de consumator și perioadele de sărbători. Înainte de adoptare, metoda face obiectul unor consultări.

**587.** Partea responsabilă de prognozare publică, o dată la 2 ani, un raport privind exactitatea prognozei privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem.

**588.** Dacă este cazul, OST transmite datele privind fluxurile de gaze naturale în timp suficient, astfel încât partea responsabilă de prognozare să își poată îndeplini obligațiile care îi revin în temeiul prezentei Secțiuni.

**589.** Pct.586-588 se aplică, mutatis mutandis, și variantei 1.

## Capitolul IX

### SERVICIUL DE FLEXIBILITATE PRIN STOCARE ÎN CONDUCTĂ

## **Secțiunea 1**

### **Dispoziții generale**

**590.** Un OST poate oferi utilizatorilor de sistem un serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă după ce termenii și condițiile aferente sunt aprobate de Agenție.

**591.** Termenii și condițiile aplicabile unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă sunt în concordanță cu responsabilitatea utilizatorului de sistem de a-și echilibra intrările și ieșirile pe durata zilei gaziere.

**592.** Serviciul de flexibilitate prin stocare în conductă este limitat la nivelul de flexibilitate al stocării în conductă disponibil în rețeaua de transport și considerat ca nefiind necesar pentru îndeplinirea funcției sale de transport, conform evaluării OST în cauză.

**593.** Gazele naturale livrate în rețeaua de transport și preluate din aceasta de către utilizatorii de sistem în cadrul acestui serviciu este luat în considerare în scopul calculării cantității lor de dezechilibru zilnic.

**594.** Mecanismul de neutralitate stabilit în Capitolul VII al prezentului Titlu nu se aplică serviciului de flexibilitate prin stocare în conductă, cu excepția cazului în care Agenția decide altfel.

**595.** Utilizatorii de sistem notifică OST în cauză despre utilizarea serviciului de flexibilitate prin stocare în conductă, prin prezentarea de nominalizări și de renominalizări.

**596.** OST poate să nu solicite utilizatorilor de sistem să transmită nominalizările și renominalizările menționate în pct.595, în cazul în care absența unei astfel de notificări nu subminează dezvoltarea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt, iar OST are suficiente informații pentru a asigura o alocare exactă a utilizării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă în următoarea zi gazieră.

## **Secțiunea 2**

### **Condiții pentru prestarea unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă**

**597.** Serviciul de flexibilitate prin stocare în conductă poate fi prestat numai dacă au fost îndeplinite următoarele criterii cumulativ:

1) OST nu este nevoit să încheie contracte cu nici un alt operator al depozitului stocare sau operator GNL, în scopul prestării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă;

2) veniturile generate de OST în urma prestării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă sunt cel puțin egale cu costurile suportate sau care urmează să fie suportate pentru prestarea serviciului respectiv;

3) serviciul de flexibilitate prin stocare în conductă este pus la dispoziție în mod transparent și nediscriminatoriu și poate fi oferit prin folosirea unor mecanisme concurențiale;

4) OST nu tarifează un utilizator de sistem, nici direct, nici indirect, pentru costurile suportate în urma prestării unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă, în cazul în care utilizatorul de sistem respectiv nu îl contractează;

5) prestarea unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă nu are un impact negativ asupra comerțului transfrontalier.

**598.** OST acordă prioritate reducerii obligațiilor intrazilnice față de prestarea unui serviciu de flexibilitate prin stocare în conductă.

## **Capitolul X**

### **MĂSURI PROVIZORII**

## **Secțiunea 1**

### **Măsurile provizorii: dispoziții generale**

**599.** În absența unui nivel suficient de lichiditate al pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt, OST pun în aplicare măsurile provizorii prevăzute în Secțiunea 2 a prezentului Capitol. Acțiunile de echilibrare întreprinse de OST în cazul unor măsuri provizorii favorizează pe cât posibil lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

**600.** Recurgerea la o măsură provizorie nu aduce atingere punerii în aplicare a oricărei (nici unor) alte măsuri provizorii, ca soluție alternativă sau suplimentară, cu condiția că scopul acestor

măsurile să vizeze promovarea concurenței și lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt și să fie coerente cu principiile generale stabilite în prezentul Titlu.

**601.** Măsurile provizorii menționate în prezenta Secțiune trebuie elaborate și implementate de fiecare OST, în conformitate cu raportul menționat în pct.603, aprobat de Agenția în conformitate cu procedura stabilită în Secțiunea 2 din prezentul Capitol.

**602.** Raportul prevede punerea în aplicare a măsurilor provizorii în termen de cel mult 5 ani de la intrarea în vigoare a prezentului Titlu.

## Secțiunea 2

### Măsurile provizorii: raport anual

**603.** În cazul în care OST prevede punerea în aplicare sau continuarea punerii în aplicare a măsurilor provizorii, aceasta întocmește un raport care trebuie să indice:

1) o descriere a stadiului de dezvoltare și a lichidității pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt la momentul întocmirii raportului, inclusiv, dacă OST are la dispoziție informația privind:

a) numărul de tranzacții încheiate la punctul virtual de tranzacționare și numărul de tranzacții în general;

b) diferențele dintre cerere și oferte și cantitatea acestor oferte;

c) numărul de participanți cu acces la piața angro a gazelor naturale pe termen scurt;

d) numărul de participanți care au fost activi pe piața angro a gazelor naturale pe termen scurt într-o anumită perioadă de timp;

2) măsurile provizorii care urmează să fie aplicate;

3) motivele aplicării măsurilor provizorii:

a) o explicație a motivelor pentru care stadiului de dezvoltare a pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt menționată la subpunctul 2) justifică astfel de măsuri;

b) o evaluare a modului în care măsurile vor spori lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

4) o descriere a măsurilor care vor fi luate în scopul eliminării măsurilor provizorii, inclusiv criteriile utilizate pentru stabilirea acestor măsuri precum și o evaluare a calendarului de punere în aplicare a acestora.

**604.** OST consultă părțile interesate cu privire la raportul propus.

**605.** După respectarea procedurii de consultare, OST prezintă raportul Agenției, spre aprobare. Cererea OST se examinează de Agenție. Primul raport se transmite în termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Titlu, iar rapoartele ulterioare care îl actualizează se prezintă anual.

**606.** Agenția adoptă și publică o Hotărâre motivată în termen de 6 luni de la primirea raportului complet. Această hotărâre se notifică fără întârziere Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice și Secretariatului Comunității Energetice. În ceea ce privește hotărârea privind aprobarea raportului, Agenția analizează efectul său în ceea ce privește armonizarea regimurilor de echilibrare, facilitarea integrării pieței, asigurarea nediscriminării, concurența efectivă și funcționarea eficientă a pieței gazelor.

**607.** Prezentei Secțiuni i se aplică procedura prevăzută în pct.536.

## Secțiunea 3

### Platforma de echilibrare

**608.** Atunci când piața angro a gazelor naturale pe termen scurt are sau se anticipează că va avea o lichiditate insuficientă sau atunci când produsele temporare și cele de localizare de care are nevoie OST nu pot fi achiziționate în mod rezonabil pe această piață, se instituie o platformă de echilibrare în scopul echilibrării OST.

**609.** OST examinează posibilitatea punerii în aplicare a unei platforme de echilibrare comune pentru zone de echilibrare adiacente în cadrul cooperării transfrontaliere dintre OST sau acolo unde există o capacitate de interconectare suficientă, iar o astfel de platformă de echilibrare este considerată destul de eficientă pentru a fi pusă în aplicare. Dacă este instituită o platformă de echilibrare comună, aceasta este exploatată de OST în cauză.

**610.** În cazul în care situația descrisă în pct.608 nu s-a schimbat fundamental după 5 ani, Agenția poate decide, fără a aduce atingere pct.602 și după prezentarea modificării corespunzătoare

a raportului, decide în privința prelungirii exploatarea platformei de echilibrare pentru o perioadă suplimentară de maximum 5 ani.

**611.** Atunci când OST poate demonstra că, datorită unei capacități de interconectare insuficiente între zonele de echilibrare, o platformă de echilibrare nu poate conduce la o creștere a lichidității pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt și nu poate permite OST să întreprindă acțiuni de echilibrare eficiente, acesta poate utiliza o alternativă, cum ar fi serviciile de echilibrare care fac obiectul aprobării de către Agenție. În cazul în care se face uz de o asemenea alternativă, se specifică termenii și condițiile contractelor ulterioare, precum și prețurile aplicabile și durata acestora.

#### Secțiunea 4

##### Plata provizorie pentru dezechilibru

**612.** În cazul în care este necesară luarea măsurilor provizorii menționate în Secțiunea 1 din prezentul Capitol, calcularea prețului poate fi efectuată în conformitate cu raportul menționat în Secțiunea 2 din prezentul Capitol care înlocuiește metoda de calculare a plății pentru dezechilibru zilnic.

**613.** În acest caz, calcularea prețului se poate baza pe un preț reglementat, un indicator al unui preț de piață sau pe un preț derivat din tranzacțiile de pe platformele de echilibrare.

**614.** Indicarea unui preț de piață urmărește să îndeplinească condițiile prevăzute la pct.522. Elaborarea indicatorului trebuie să ia în considerare potențialul risc de manipulare a pieței.

#### Secțiunea 5

##### Toleranța

**615.** Toleranțele pot fi aplicate numai în cazul în care utilizatorii de sistem nu au acces la:

- 1) o piață angro a gazelor naturale pe termen scurt cu suficientă lichiditate;
- 2) gazele naturale necesare pentru a acoperi fluctuațiile pe termen scurt în ceea ce privește cererea sau oferta de gaze naturale; sau
- 3) informații suficiente privind intrările și ieșirile acestora.

**616.** Toleranțele se aplică:

- 1) cu privire la cantitatea de dezechilibru zilnic a utilizatorilor de sistem;
- 2) pe bază transparentă și nediscriminatorie;
- 3) numai în măsura în care sunt necesare și pe durata minimă necesară.

**617.** Aplicarea toleranțelor poate reduce expunerea financiară a unui utilizator de sistem la prețul de vânzare marginal sau la prețul de cumpărare marginal cu privire la o parte sau la întreaga cantitate de dezechilibru zilnic a acestuia pentru ziua gazieră.

**618.** Nivelul de toleranță reprezintă cantitatea minimă de gaze naturale care urmează să fie cumpărată sau vândută de către fiecare utilizator de sistem la un preț de referință (mediu ponderat). Dacă rămâne o cantitate de gaze naturale care depășește nivelul de toleranță, ce face parte din cantitatea de dezechilibru zilnic a fiecărui utilizator de sistem, aceasta este vândută sau cumpărată la prețul marginal de vânzare sau la prețul marginal de cumpărare.

**619.** Configurația nivelului de toleranță:

- 1) reflectă flexibilitatea rețelei de transport al gazelor naturale și nevoile utilizatorului de sistem;
- 2) reflectă nivelul de risc la care este expus utilizatorul de sistem în gestionarea echilibrului dintre intrările și ieșirile sale;
- 3) nu subminează dezvoltarea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt;
- 4) nu conduce la o creștere nejustificat de mare a costurilor acțiunilor de echilibrare ale OST.

**620.** Nivelul de toleranță se calculează pe baza intrărilor și ieșirilor fiecărui utilizator de sistem, excluzând tranzacțiile în punctul virtual de tranzacționare, pentru fiecare zi gazieră. Subcategoriile se definesc în conformitate cu Regulile pieței gazelor naturale aprobate prin Hotărârea ANRE nr.434/2019.

**621.** Nivelul de toleranță aplicabil pentru o ieșire cu măsurare nonzilnică, definit în temeiul normelor naționale aplicabile, se bazează pe diferența dintre prognoza privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem și alocarea pentru astfel de ieșiri.

**622.** Nivelul de toleranță poate include o componentă calculată pe baza aplicării devierii prognozei privind ieșirile cu măsurare nonzilnică ale unui utilizator de sistem, care reprezintă suma



prin care prognoza relevantă:

- 1) depășește alocarea pentru ieșirea cu măsurare nonzilnică în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic este pozitivă;
- 2) este mai mică decât alocarea pentru ieșirea cu măsurare nonzilnică în cazul în care cantitatea de dezechilibru zilnic este negativă.

## Capitolul XI

### Eliberarea surplusului de flexibilitate al OST

**623.** Dacă, la data intrării în vigoare a prezentului Titlu, sunt în vigoare contracte pe termen lung privind achiziționarea serviciilor de flexibilitate care îi conferă OST dreptul de a retrage sau de a introduce cantități de gaze naturale specificate, OST va reduce aceste cantități de flexibilitate.

**624.** La stabilirea cantității surplusului de flexibilitate disponibile pentru intrări sau ieșiri în temeiul unui contract pe termen lung aflat în vigoare, OST trebuie ia în considerare utilizarea PSTS.

**625.** Surplusul de flexibilitate poate fi eliberat:

1) în conformitate cu termenii și condițiile contractului existent, dacă acesta conține dispoziții care permit reducerea cantității de gaze naturale contractate și/sau rezoluțiunea contractului existent;

2) în absența unor astfel de drepturi contractuale, după cum urmează:

a) contractul rămâne în vigoare până la rezoluțiunea acestuia în temeiul termenilor și condițiilor aplicabile;

b) părțile contractante iau în considerare măsuri suplimentare pentru a elibera înapoi pe piață orice surplus de gaze naturale care nu este necesar în scopuri de echilibrare, pentru a permite accesul celorlalți utilizatori de sistem la cantități mai mari de flexibilitate.

**626.** În cazul în care contractul aflat în vigoare prevede reducerea flexibilității cu cantități compatibile cu surplusul disponibil, OST reduce flexibilitatea respectivă de îndată ce este posibil, în mod rezonabil, începând cu data intrării în vigoare a prezentului Titlu sau imediat ce poate fi stabilită existența surplusului.

**627.** OST consultă părțile interesate cu privire la propunerile specifice care urmează să fie implementate ca măsuri provizorii pentru eliberarea oricărui surplus de flexibilitate în temeiul unui contract pe termen lung aflat în vigoare.

**628.** OST publică informațiile privind acțiunile de echilibrare pe care le-a întreprins în temeiul contractului pe termen lung aflat în vigoare.

**629.** Agenția poate stabili obiective privind proporția în care ar trebui reduse contractele pe termen lung pentru a spori lichiditatea pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt.

**18)** Se completează cu Titlul VII cu următorul cuprins:

## TITLUL VII

### DISPOZIȚII FINALE

**630.** OST adiacenți vor realiza analiza necesară și vor determina punctele de interconectare virtuale funcționale până la data de 1 noiembrie 2021.

**631.** Prima evaluare a cererii de capacitate incrementală de pe piață în conformitate cu pct.262-263 va fi realizată în anul 2021.

**632.** La data intrării în vigoare a Codului toți OST ajung la un acord contractual în privința utilizării unei platforme de rezervare unice pentru a oferi capacitate de ambele părți ale punctelor de interconectare sau ale punctelor de interconectare virtuale respective. În cazul în care nu se ajunge la un acord între OST în acest termen, OST înaintează fără întârziere cazul pentru examinare autorităților naționale de reglementare. Autoritățile naționale de reglementare selectează de comun acord și în termen de 6 luni de la data înaintării cazului, platforma de rezervare unică pentru o perioadă care nu depășește 3 ani. Dacă în termen de 6 luni de la data înaintării cazului, autoritățile naționale de reglementare nu pot selecta de comun acord o platformă de rezervare unică, se aplică pct.129 al prezentului Cod. Comitetul de reglementare al CE decide cu privire la platforma de rezervare care urmează să fie utilizată în punctul de interconectare sau în punctul de interconectare virtual, pentru o perioadă care nu depășește 3 ani.

**633.** În contextul monitorizării și analizării modului în care OST pune în aplicare Codul, OST prezintă toate informațiile solicitate de Secretariatul Comunității Energetice, care va păstra confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.

**634.** Până la 1 octombrie 2025 nivelul maxim al coeficienților de multiplicare pentru PCS zilnică și pentru PCS intra-zilnică trebuie să fie de maximum 1,5, dacă până la 1 octombrie 2023 Comitetul de reglementare al CE emite o recomandare conform căreia nivelul maxim al coeficienților de multiplicare ar trebui să fie redus până la acest nivel. Această recomandare ia în considerare următoarele aspecte legate de utilizarea coeficienților de multiplicare și a coeficienților sezonieri până la data de 31 mai 2021 și ulterior acestei date:

- 1) modificările tendințelor de rezervare de capacitate;
- 2) impactul asupra venitului aferent serviciilor de transport și asupra recuperării acestuia;
- 3) diferențele dintre nivelul tarifelor pentru serviciul de transport aplicabile pentru 2 perioade tarifare consecutive;
- 4) subvenționarea încrucișată între utilizatorii de sistem care au contractat PCS anuală și non-anuală;
- 5) impactul asupra fluxurilor transfrontaliere.

**635.** Procedura de consultare ale cărei etape sunt: consultarea finală în conformitate cu pct.394-399, adoptarea Hotărârii de către Agenție în conformitate cu pct.404, calcularea tarifelor pe baza acestei Hotărâri și publicarea tarifelor în conformitate cu pct.407- 417 (Capitolul VIII, Titlul V), trebuie încheiată cel târziu la 31 mai 2021. Cerințele stabilite în capitolele II, III și IV al Titlului V se iau în considerare în această procedură. Tarifele aplicabile pentru perioada tarifară în curs la data de 31 mai 2021 vor fi aplicabile până la încheierea perioadei respective. Această procedură trebuie repetată cel puțin o dată la 5 ani, începând de la 31 mai 2021.

**636.** La data intrării în vigoare a Codului, OST trimite Agenției cu titlu informativ, contractele sau informațiile privind rezervările de capacitate, în conformitate cu pct.424.

**637.** OST transmite toate informațiile solicitate de Secretariatul Comunității Energetice pentru a-și îndeplini obligațiile în conformitate cu pct.427, respectând următoarele termene:

- 1) referitor la cerințele de la capitolul VIII, Titlul V- la intrarea în vigoare a Codului;
- 2) 31 decembrie 2021, referitor la toate celelalte dispoziții ale Titlului V.

**638.** Agenția poate permite OST, în baza unei cereri justificate din partea acestuia, să se conformeze dispozițiilor Titlului VI în termen de 24 de luni de la data de 12 decembrie 2020, cu condiția că nici o măsură provizorie menționată în Capitolul X Titlului V să nu fie pusă în aplicare de OST. În cazul în care Agenția recurge la această posibilitate, Titlului VI nu se aplică în zona de echilibrare a respectivului OST în măsura și pe durata perioadei de tranziție stabilite în hotărârea Agenției.

**639.** Agenția adoptă și publică o hotărâre motivată în conformitate cu pct.638 în termen de 3 luni de la primirea unei astfel de cereri. Această hotărâre se notifică fără întârziere Comitetului de reglementare al CE și Secretariatului Comunității Energetice."

2. Prezenta Hotărâre intră în vigoare la data de 12 decembrie 2020.

3. Controlul asupra executării prezentei Hotărâri se pune în sarcina Departamentului Gaze naturale și Energie termică.

**DIRECTOR GENERAL**

**Veaceslav UNTILA**

**Directori**

**Octavian CALMÎC**

**Eugen CARPOV**

**Violina ȘPAC**

**Nr.442/2020.**

**Chișinău, 24 noiembrie 2020.**





**AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU  
REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ**

**HOTĂRÂRE**  
**privind aprobarea Regulilor pieței gazelor naturale**

**nr. 534/2019 din 27.12.2019**  
(în vigoare 12.12.2020)

Monitorul Oficial al R. Moldova nr. 55-61 art. 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 – *Agentie*) 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* locale).

**profil 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 cărora 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 să transmită 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 PIEȚEI 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, nominalizării în format electronic sau alte posibilități de schimb de date similare, luând în considerație prevederile Codului rețelelor 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 Rețelelor 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 rețelelor 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) calculele 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. Licitarea 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 (ofertant), 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 pofilelor 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 gazieră 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 gazieră.

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 gazieră.

**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 gazieră.

## 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 însușește 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 detailarea 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 eficiența 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 calorică 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:

$$HHI = \sum_{i=1}^N s_i^2$$

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.