

## **PROIECT**

**de revizuire a**

**Raportului privind punerea în aplicare a măsurilor provizorii,**

**conform prevederilor Regulamentului (UE) nr. 312/2014**

**de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea**

**rețelelor de transport gaz,**

**aprobat prin Decizia ANRE nr. 2296/2015**

- Versiune prezentată spre consultare cu participanții de pe piața gazelor naturale -

**Cuprins**

<b>INTRODUCERE.....</b>	<b>3</b>
<b>1. Descrierea stadiului de dezvoltare și a lichidității pieței angro a gazului pe termen scurt.....</b>	<b>4</b>
<b>1.1. Zona de echilibrare națională aferentă derulării serviciilor prin SNT</b>	
1.1.1. Funcționarea pieței de gaze naturale pe termen scurt	
1.1.2. Numărul participanților cu acces la piața angro a gazului pe termen scurt;	
1.1.3. Lichiditatea pieței pe termen scurt	
1.1.4. Numărul participanților care au fost activi pe piața angro a gazului pe termen scurt într-o anumită perioadă de timp;	
1.1.5. Acțiunile de echilibrare desfășurate de SNTGN Transgaz SA în perioada 1 decembrie 2015 –31 mai 2017	
1.1.6. Numărul de tranzacții încheiate la punctul de tranzacționare virtual și numărul de tranzacții în general.	
<b>1.2. Măsuri provizorii ce vor fi aplicate în zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă</b>	
<b>2. Măsurile provizorii preconizate a fi aplicate în perioada 2017-2019.....</b>	<b>13</b>
<b>2.1. Măsuri provizorii ce vor fi aplicate în zona de echilibrare națională/SNT</b>	
2.1.1. Evaluarea încetării unei măsuri provizorii se va realiza pe baza următoarelor criterii:	
2.1.2. Eficiența măsurilor provizorii	
2.1.2.1. Alternativa la platforma de echilibrare (APE)	
2.1.2.2. Aplicarea toleranței	
2.1.2.3. Tarif provizoriu de dezechilibru	
2.1.3. Măsuri provizorii preconizate a fi aplicate în perioada 2017-2019	
2.1.3.1. APE	
2.1.3.2. Toleranța	
2.1.3.3. Tarif provizoriu de dezechilibru	
<b>2.2. Măsuri provizorii ce vor fi aplicate în zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă</b>	
<b>3. Motivele aplicării măsurilor provizorii.....</b>	<b>21</b>
<b>3.1. Motivele pentru care măsurile sunt necesare, din cauza stadiului de dezvoltare a pieței angro a gazului pe termen scurt</b>	
<b>3.2. Evaluarea modului în care măsurile vor spori lichiditatea pieței angro a gazului pe termen scurt</b>	
<b>4. Eliminarea măsurilor provizorii.....</b>	<b>23</b>



## INTRODUCERE

Regulamentul (UE) nr. 312/2014 al Comisiei Europene de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport gaz, denumit în continuare „Regulament”, a fost emis în data de 26 martie 2014 și a intrat în vigoare la data de 16 aprilie 2014. Regulamentul consacră, printre altele:

- Normele de echilibrare a gazelor naturale, inclusiv norme de rețea cu privire la procedurile de nominalizare, tarifele de dezechilibru, procesele de reglare asociate tarifului de dezechilibru zilnic, echilibrarea operațională între rețelele operatorilor de sisteme de transport.
- Crearea condițiilor necesare dezvoltării unei piețe angro a gazului pe termen scurt în Uniunea Europeană, *“care să permită flexibilitatea gazului, indiferent de unde provine acesta, în vederea achiziționării și punerii sale în vânzare prin mecanisme de piață, astfel încât utilizatorii rețelei să își poată echilibra în mod eficient portofoliile lor de echilibrare sau operatorul de sistem de transport să poată utiliza flexibilitatea gazului pentru a echilibra rețeaua de transport.”*<sup>1</sup>
- Rolul primordial al utilizatorilor rețelei în ceea ce privește *“echilibrarea intrărilor lor în raport cu ieșirile lor, normele de echilibrare fiind concepute pentru a promova o piață angro a gazului pe termen scurt și fiind instituite platforme de tranzacționare pentru a facilita comerțul cu gaz între utilizatorii rețelei și operatorul de sistem de transport”*.<sup>2</sup>
- Rolul rezidual al operatorilor de sisteme de transport, de asigurare a echilibrării fizice a sistemului, prin menținerea acestuia în limite operaționale de siguranță și eficiență economică. *“Operatorii de sisteme de transport ar trebui să vizeze maximizarea volumului necesităților lor în materie de echilibrare a gazelor prin achiziționarea și vânzarea de produse standardizate pe termen scurt pe piața angro a gazului pe termen scurt.”*<sup>3</sup>
- Normele privind echilibrarea gazului în cadrul rețelelor de transport care *“să faciliteze schimburile comerciale cu gaze naturale între zonele de echilibrare, contribuind astfel la creșterea lichidității pieței.”*<sup>4</sup>
- Cerințele minime privind *“furnizarea de informații pentru punerea în aplicare a unui sistem de echilibrare bazat pe piață. Prin urmare, fluxurile de informații [...] au drept obiectiv sprijinirea regimului zilnic de echilibrare se vor a fi un set de informații menite să sprijine utilizatorul rețelei în ceea ce privește gestionarea în condiții de rentabilitate a riscurilor și a oportunităților sale.”*<sup>5</sup>

Operatorii sistemelor de transport gaze naturale, care își derulează activitatea în statele membre, printre care și operatorul sistemului național de transport din România - SNTGN Transgaz SA(OTS)- au obligația să aplice prevederile Regulamentului, începând cu 01 octombrie 2015.

În conformitate cu art. 45 din Regulament, în absența unei lichidități suficiente a pieței angro de gaze naturale pe termen scurt, și pe cale de consecință, existența limitărilor privind echilibrarea sistemului de transport în raport cu modelul țintă din Regulament, OTS are posibilitatea de a implementa măsuri provizorii.

<sup>1</sup> Alineatul (3), preambulului Regulamentului

<sup>2</sup> Alineatul (5) preambulului Regulamentului

<sup>3</sup> Idem

<sup>4</sup> Alineatul (2), preambulul Regulament

<sup>5</sup> Alineatul (6), preambulului Regulamentului



Măsurile provizorii reprezintă excepții cu caracter temporar de la prevederile Regulamentului, și acestea sunt prevăzute la articolele 47-50 din Regulament. În vederea aplicării măsurilor provizorii, OTS elaborează un raport în conformitate cu cerințele stipulate la art. 46 alin. (1) din Regulament, care în urma consultării cu participanții de pe piața gazelor naturale, este înaintat spre aprobare autorității naționale de reglementare (ANRE).

La data de 11.11. 2015, ANRE a emis Decizia nr. 2296 privind aprobarea Raportului SNTGN Transgaz SA privind punerea în aplicare a măsurilor provizorii conform prevederilor Regulamentului (UE) nr. 312/2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport gaz. Astfel, Raportul aprobat prevede aplicarea următoarelor măsuri provizorii:

- Alternativa la o platformă de echilibrare;
- Aplicarea toleranței;
- Tariful de dezechilibru.

SNTGN Transgaz SA a evaluat impactul individual al măsurilor provizorii aprobate prin Decizia 2296/2015, și în conformitate cu dispozițiile art. 46 alin. (3) din Regulament, a elaborat prezentul Raport.

## 1. Descrierea stadiului de dezvoltare și a lichidității pieței angro a gazului pe termen scurt

### 1.1. Zona de echilibrare națională aferentă derulării serviciilor prin SNT

#### 1.1.1. Funcționarea pieței de gaze naturale pe termen scurt

În perioada de referință, activitățile de pe piața angro a gazelor naturale din România s-au desfășurat în cadrul a două platforme de tranzacționare, operate de **Bursa Română de Mărfuri - BRM și Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A..**

- **Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A..** - operator al pieței centralizate de gaze naturale (OPCOM - S.A.) - persoana juridică titulară de licență care asigură administrarea piețelor centralizate de gaze naturale, cu excepția pieței de echilibrare, în vederea tranzacționării de gaze naturale pe termen scurt, mediu și lung. Operator al pieței centralizate de gaze naturale este OPCOM - S.A.;

#### **OPCOM-PCGN-LN – Mecanismul de tranzacționare prin licitație deschisă și negociere continuă**

##### **Produsele tranzacționate:**

- 1) 1 săptămână;
- 2) 1 lună calendaristică;
- 3) 1 trimestru calendaristic;
- 4) 1 an calendaristic;
- 5) 1 an gazier.

##### **Caracteristicile mecanismului:**

- Participanții la piață se pot înscrie pentru participarea la sesiunile de licitație în oricare dintre calitățile și pentru oricare dintre situațiile următoare:
  - Vânzare sau cumpărare de gaze naturale;
  - Client sau titular de licență de furnizare;
  - Inițiatorul sesiunii de tranzacționare sau respondent în cadrul sesiunii de tranzacționare;
- Caracteristicile ofertelor și conținutul contractelor standard sunt cele avizate de către ANRE pe baza propunerilor Grupului de lucru pentru Piața Centralizată de Gaze Naturale;
- Sunt supuse tranzacționării produse standard pentru livrare săptămânală, lunară, trimestrială și anuală, produsele anuale fiind disponibile atât pentru anul calendaristic cât și pentru anul gazier;

- Sesiunile de tranzacționare se derulează on-line, în două etape, de la sediul participanților la piață;
- Platforma de tranzacționare pusă la dispoziție este certificată ISO 27001 iar tehnologia utilizată este furnizată de către Nasdaq;
- Garanțiile de participare la licitație securizează semnarea contractului.

### **OPCOM-PCGN-LP - Mecanismul de tranzacționare prin licitație publică**

#### **Produsele tranzacționate:**

- ✓ Oferte de vânzare sau de cumpărare pentru contractele propuse de inițiator, cu atribuire totală sau parțială.
- ✓ Oferta inițiatoare propune un preț de deschidere:
  - preț minim pentru oferta de vânzare;
  - preț maxim pentru oferta de cumpărare.
- ✓ Ofertele de răspuns pot propune prețuri:
  - egale sau mai mari decât oferta inițiatoare de vânzare;
  - egale sau mai mici decât oferta inițiatoare de cumpărare.

#### **Caracteristicile mecanismului:**

- Participanții la piață se pot înscrie pentru participarea la sesiunile de licitație în oricare dintre calitățile și pentru oricare dintre situațiile următoare:
  - Vânzare sau Cumpărare de gaze naturale;
  - Client sau Titular de licență de furnizare
  - Inițiatorul sesiunii de licitație sau Respondent în cadrul sesiunii de licitație;
- Ofertele și conținutul contractului sunt stabilite în integralitate de către inițiatorii sesiunilor de licitație;
- Fiecare sesiune de licitație se derulează on-line, într-o singură etapă, de la sediul participanților la licitație;
- Platforma de tranzacționare pusă la dispoziție este certificată ISO 27001 iar tehnologia utilizată este furnizată de către Nasdaq;
- Garanțiile de participare la licitație securizează semnarea contractului.

### **OPCOM-PCGN-OTC – Mecanismul de tranzacționare de tip OTC**

#### **Produsele tranzacționate:**

- 1) 1 zi
- 2) 1 săptămână
- 3) 1 lună
- 4) 1 trimestru
- 5) 1 semestru gazier
- 6) 1 semestru calendaristic
- 7) 1 an calendaristic
- 8) 1 an gazier

#### **Caracteristicile mecanismului:**

- Participanții la piață se pot înscrie pentru participarea la sesiunile de licitație în oricare dintre calitățile și pentru oricare dintre situațiile următoare:
  - Vânzare sau Cumpărare de gaze naturale;
  - Client sau Titular de licență de furnizare
- Fiecare sesiune de tranzacționare se derulează on-line, în fiecare zi lucrătoare, într-o singură etapă, de la sediul participanților la piață;



- Sunt supuse tranzacționării produse standard pentru livrare zilnică, săptămânală, lunară, trimestrială, semestrială și anuală, produsele semestriale și anuale fiind disponibile atât pentru perioadele specifice calendaristice cât și pentru cele gaziere, conform practicii europene în domeniu;
- Platforma de tranzacționare pusă la dispoziție este certificată ISO 27001 iar tehnologia utilizată este furnizată de către Trayport Ltd;
- Participanții încheie tranzacții, în mod anonim, cu oricare dintre părțile notificate în listele proprii de eligibilitate;
- Listele albe de eligibilitate se stabilesc de către participanții la piață pe baza contractelor preagreate care pot fi inclusiv contracte de tip EFET;
- Tranzacțiile se subscriu contractelor preagreate dintre părți.

**OPCOM-PZU-GN – Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale  
Produsele tranzacționate:**

- 1) 1 zi – ziua următoare gazieră.

**Caracteristicile mecanismului:**

- Participanții la piață se pot înscrie pentru participarea la sesiunile de licitație în oricare dintre calitățile și pentru oricare dintre situațiile următoare:
  - Vânzare sau Cumpărare de gaze naturale;
  - Client sau Titular de licență de furnizare
- OPCOM este contraparte pentru toate tranzacțiile încheiate pe PZU-GN;
- Toate tranzacțiile se încheie la Prețul de Închidere al Pieței;
- Decontarea tranzacțiilor se realizează prin contul central al PZU-GN;
- Pentru participarea cu oferte de cumpărare participanții constituie garanții în favoarea OPCOM utilizate integral în validarea ofertelor de cumpărare introduse și reîntregite la sfârșitul zilei de tranzacționare față de valoarea tranzacțiilor în curs de plată;
- Plățile către vânzători sunt realizate într-o zi bancară;

Notificarea către SNTGN Transgaz a tranzacțiilor este realizată de către OPCOM.

În perioada de referință, pe platforma de tranzacționare OPCOM S.A. nu sunt înregistrate/publicate tranzacții de gaze naturale pe termen scurt, mediu și lung încheiate, pe piețele centralizate administrate de acest operator.

Tabel nr. 1 – PCGN - OPCOM perioada 01.12.2015 -31.05.2017

PCGN - OPCOM perioada 01.12.2015 -31.05.2017								
Numărul de tranzacții încheiate		Numărul participanților		Diferențele dintre ofertele de cumpărare și de vânzare și volumele acestor oferte				
Punctul Virtual de Tranzacționare	În general	Înregistrați	Activi	Preț oferte inițitoare de cumpărare [Lei/Mwh]		Preț oferte inițitoare vânzare [Lei/Mwh]		Volum [MWh]
				Minim	Maxim	Minim	Maxim	
N/A	0	24	4	60	72	74	99	3.660.000,00

➤ **Bursa Română de Mărfuri - BRM**

Începând cu data 19.07.2013, în baza Deciziei ANRE nr. 2119/2013, BRM își desfășoară activitatea ca operator al piețelor centralizate de gaze naturale.

#### **Produse tranzacționate în cadrul BRM:**

Pe ambele platforme de tranzacționare (piața la disponibil și piața STEGN) se tranzacționează următoarele produse:

- Piața forward: GN cu livrare săptămâna x; GN cu livrarea luna L; GN cu livrarea trimestrul T; GN cu livrarea sezon iarnă (oct-martie); GN cu livrarea sezon vară (aprilie-septembrie); GN cu livrarea an gazier AG; GN cu livrare an calendaristic AC.
- Piața spot: GN cu livrare în cursul zilei Z; GN cu livrarea în week-end W; GN livrare ziua următoare Z+1.

#### **1.1.2. Numărul participanților cu acces la piața angro a gazului pe termen scurt;**

- Pe piața centralizată a gazelor naturale, administrată de BRM, sunt înregistrați 314 participanți;
- Pe piața centralizată a gazelor naturale, administrată de OPCOM, respectiv pe platforma PCGN, sunt înregistrați 15 participanți.

În luna iulie 2017, din cei 35 de UR înregistrați la SNTGN Transgaz S.A., 30 efectuează tranzacții cu gaze naturale pe piețele administrate de BRM, iar în cadrul OPCOM, sunt înregistrați 11 UR în calitate de participanți la tranzacții.

#### **1.1.3. Numărul participanților care au fost activi pe piața angro a gazului pe termen scurt într-o anumită perioadă de timp**

##### **Platforme de tranzacționare operate de BRM:**

- De la înființarea acestora și până în prezent, sunt înregistrați un număr de 313 participanți activi. Astfel, se poate observa în perioada de referință, o creștere cu 169 a numărului de participanți activi, de la 144 indicați în Raportul aprobat prin Decizia 2296/2015.

##### **Platforme de tranzacționare operate de OPCOM:**

- Pe piața centralizată a gazelor naturale administrată de OPCOM, de la înființarea acestora și până în prezent, au fost activi 3 participanți, care au derulat tranzacții cu gaze naturale anterior perioadei analizate în prezentul raport (1 decembrie 2015-31 mai 2017).

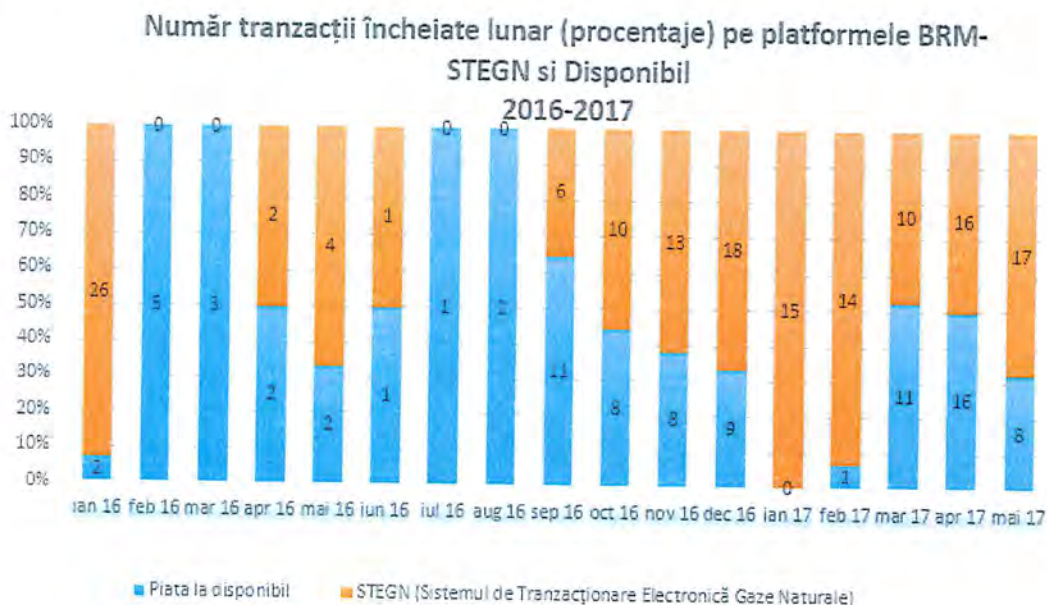
#### **1.1.4. Lichiditatea pieței angro a gazului pe termen scurt**

În cadrul modelului țintă de piață (*Gas Target Model*), ACER (Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei) recomandă utilizarea următorilor indicatori de lichiditate ai pieței de gaze pe termen scurt:

- numărul de tranzacționări încheiate pe platformele de tranzacționare,
  - volumul de gaze tranzacționat,
  - diferențele de preț dintre ofertele de cumpărare și de vânzare și volumele acestor oferte,
  - Indexul Herfindahl Hirschman (IHH).
- pe platforma BRM în perioada **01.12.2015- 31.05.2017** au fost organizate 591 sesiuni de tranzacționare, finalizate cu încheierea a 217 tranzacții.

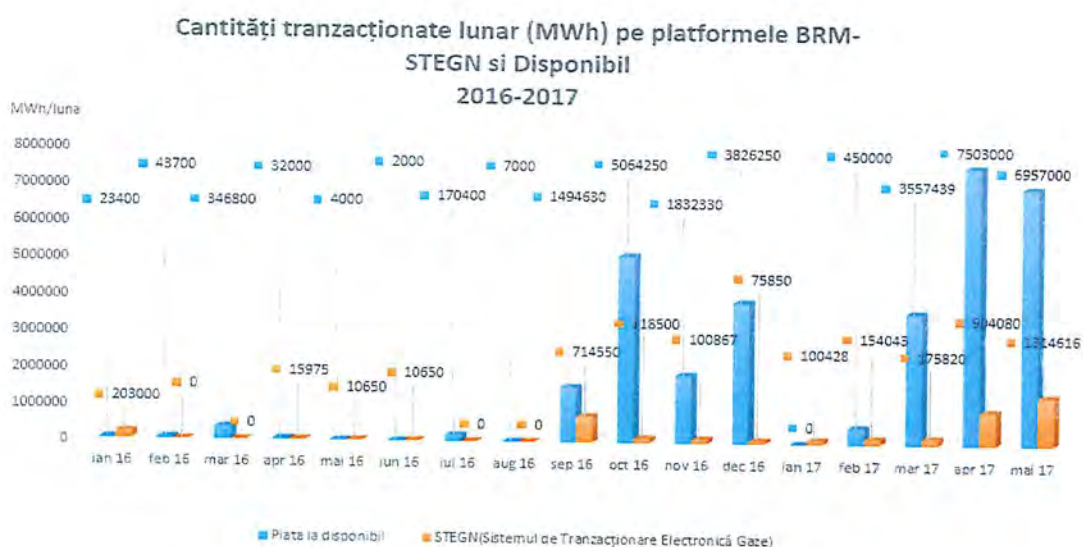


Grafic nr. 1- Număr tranzacții încheiate lunar, respectiv ponderea acestora pe platformele BRM STEGN și Piața la Disponibil



- pe platforma BRM au fost inițiate un număr de **591** sesiuni de tranzacționare, din care **305** de cumpărare și **286** de vânzare:
  - oferte de cumpărare și de vânzare, **total = 336.029.433,47 MWh**, din care
    - **oferte vânzare 157.839.511,90 MWh**;
    - **oferte de cumpărare 178.189.921,57 MWh**.

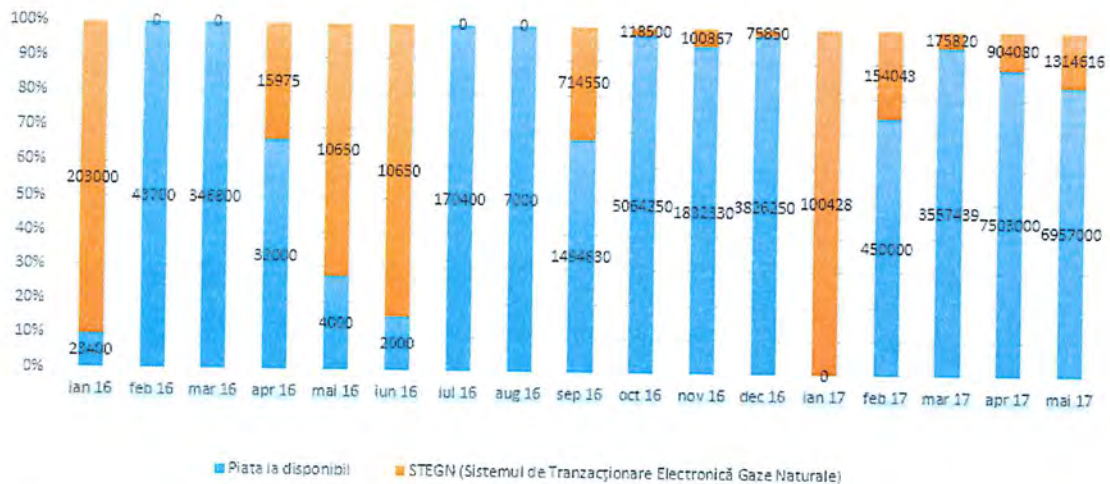
Grafic nr. 2- Cantități tranzacționate lunar pe platformele BRM STEGN și Piața la Disponibil



Grafic nr. 3- Procentaje cantități tranzacționate lunar pe platformele STEGN și Piața la Disponibil

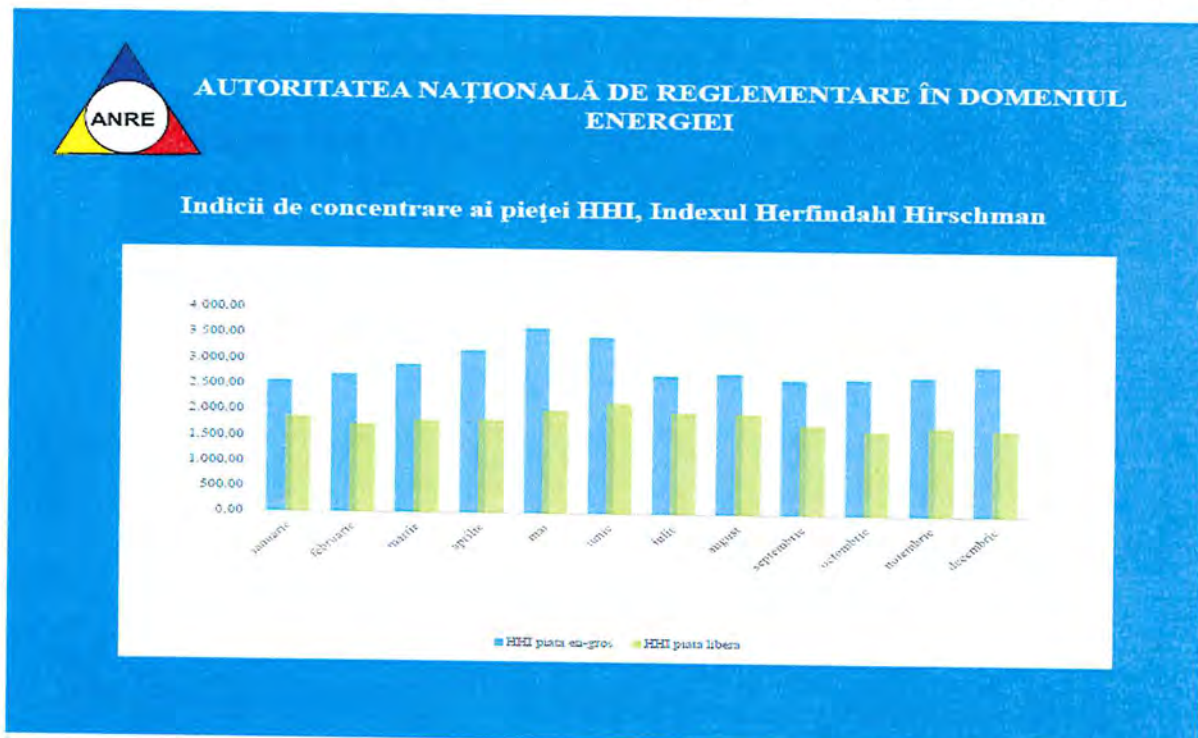


**Procentaje cantități tranzacționate lunar (MWh) pe platformele BRM-  
STEGN și Disponibil  
2016-2017**



Conform datelor publicate de BRM în iulie ac, pe platformele de tranzacționare gaze naturale ale acestui operator au fost înregistrate în semestrul I - 2017 tranzacții de 44,3 mil. MWh. Rezultatele înregistrate în anii anteriori privind cantitățile de gaze naturale tranzacționate pe platformele operate de BRM se prezintă astfel: 2014 – 3,8 mil. MWh, 2015 – 2,8 mil. MWh, 2016 – 15,5 mil. MWh.

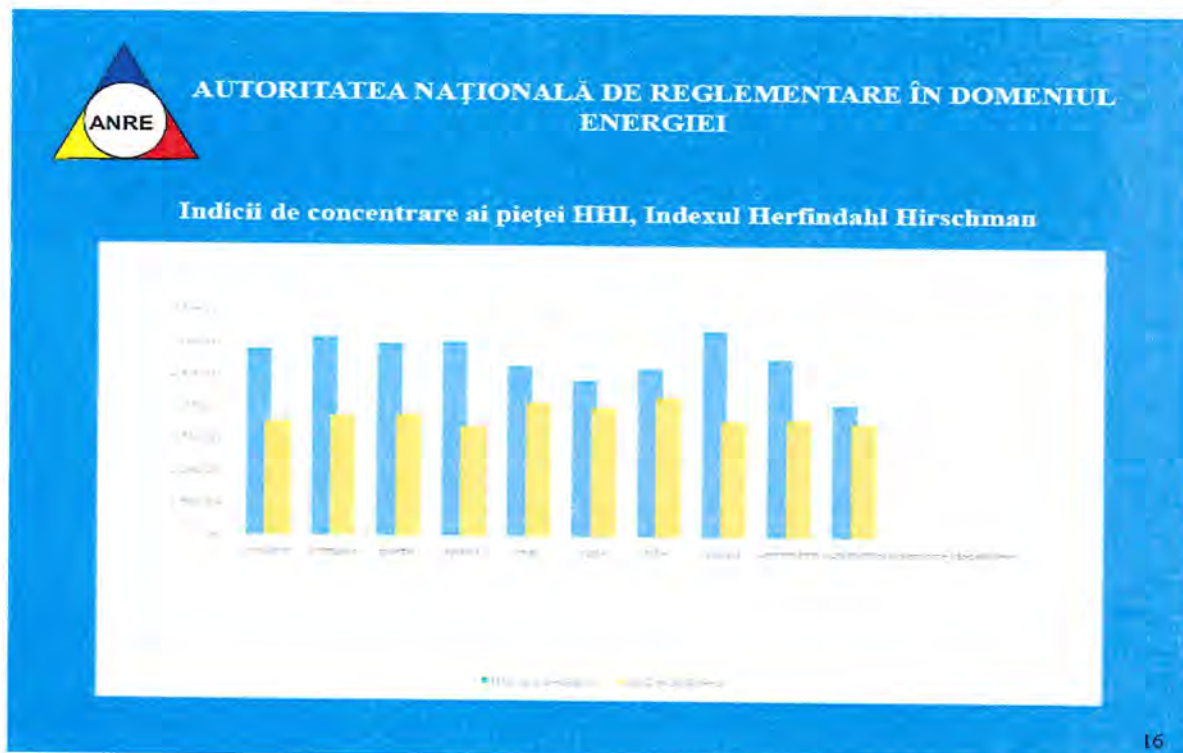
Graficul nr. 4 - Indicii de concentrare ai pieței IHH, Indexul Herfindahl Hirschman, pentru piața angro și piața liberă, anul 2015 (sursa ANRE):







Graficul nr. 5 - Indicii de concentrare ai pieței IHH, Indexul Herfindahl Hirschman, pentru piața angro și piața liberă, anul 2016 (sursa ANRE):



Conform ACER, o piață angro de gaze naturale este considerată a fi competitivă și lichidă atunci când IHH nu depășește 2000.

### 1.1.5. Acțiunile de echilibrare desfășurate de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în perioada 1 decembrie 2015 –31 mai 2017

În concordanță cu prevederile art. 6 alin(3) din Regulament, OTS e obligat să desfășoare acțiuni de echilibrare prin:

- "a) achiziționarea sau vânzarea de produse standardizate pe termen scurt pe o platformă de tranzacționare; și/sau
- (b) utilizarea de servicii de echilibrare."<sup>6</sup>

În perioada de referință, Transgaz a derulat activități de echilibrare atât pe baza unor tranzacționări de gaze naturale efectuate în cadrul platformei de tranzacționare operată de BRM, cât și prin utilizarea serviciilor oferite de operatorii depozitelor de înmagazinare - pentru cantitățile de gaze naturale injectate/extrase din acestea.

Acțiunile de echilibrare fizică ale OTS au fost derulate în baza prevederilor Codului rețelei și a Ordinului președintelui ANRE nr.1/2016 și nr.14/2016 privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013.

În perioada analizată, OTS a determinat și a înregistrat în regim continuu nivelurile cantităților de gaze naturale prezente în sistem (line-pack), fiind puse la dispoziția UR pe pagina de web a companiei, din 2 în 2 ore, pe durata fiecărei zile gaziere. Aceste determinări au drept scop atât menținerea SNT în limite predefinite de siguranță, cât și oferirea de informații utile comunității UR, pentru echilibrarea de către aceștia a portofoliilor individuale.

<sup>6</sup> Acțiunile de echilibrare fizică a SNT, sunt publicate pe site-ul Transgaz în secțiunea Informații clienți – Acțiuni echilibrare OTS



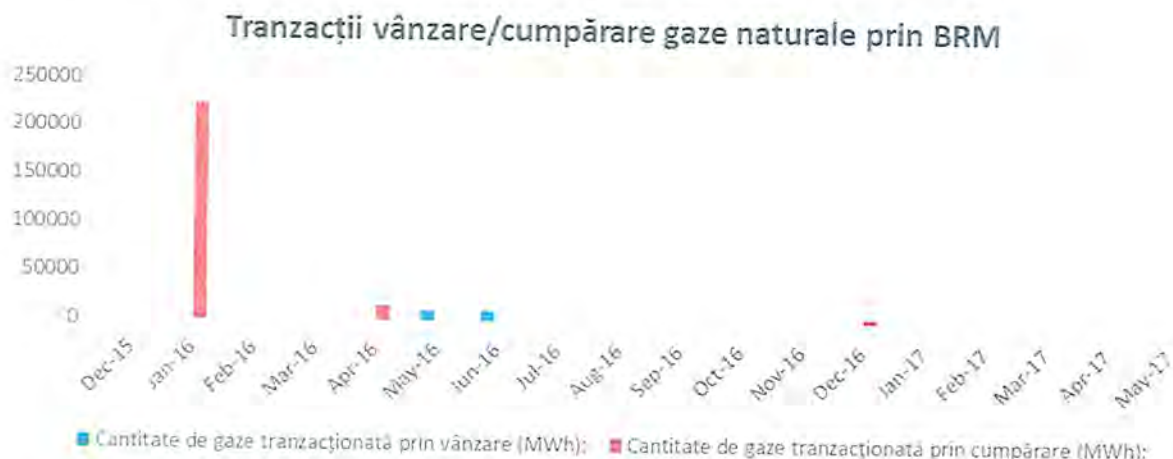


Cantitățile de gaze naturale tranzacționate de OTS pe platforma BRM, în perioada de referință, în vederea echilibrării SNT, sunt prezentate în tabelul nr. 2 de mai jos:

Tabel nr. 2 - Cantitățile de gaze natural tranzacționate de OTS pe platforma BRM, în perioada 01 decembrie 2015-31 mai 2017

1. Tranzacții:vânzare/cumpărare gaze naturale:	dec.15	ian.16	feb.16	mar.16	apr.16	mai.16	iun.16	iul.16	aug.16	sep.16	oct.16	nov.16	dec.16	ian.17	feb.17	mar.17	apr.17	mai.17	
1.1.Cantitate pentru tranzacții vânzare																			
Cantitate de gaze tranzacționată prin vânzare (MWh):						10.650	10.650												
1.2. Cantitate pentru tranzacții cumpărare																			
Cantitate de gaze tranzacționată prin cumpărare (MWh):		224.200			15.975								5.300						

Graficul nr. 6 - Cantitățile de gaze naturale tranzacționate de OTS pe platforma BRM, în perioada 1 decembrie 2015 - 31 mai 2017

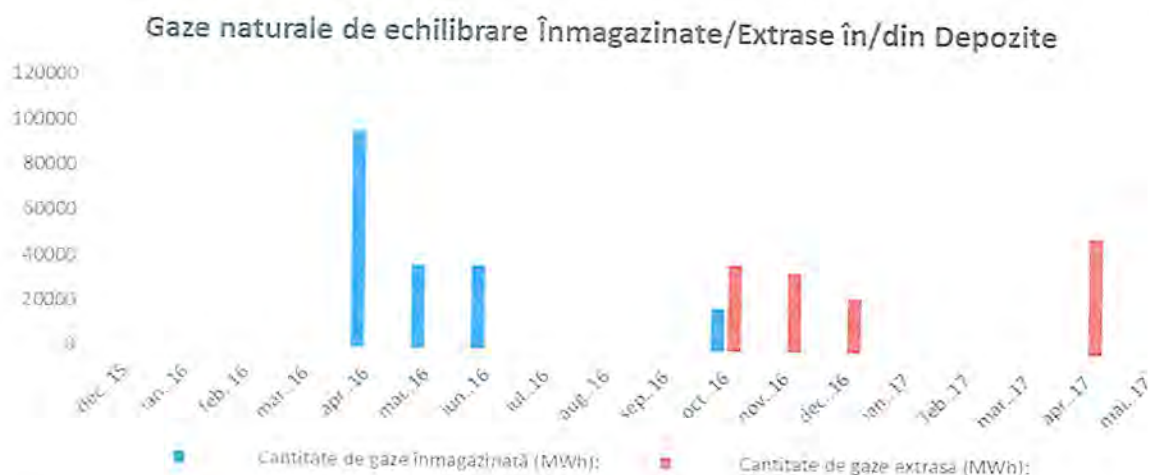


Cantitățile de gaze naturale injectate/extrase de OTS în/din depozitele de înmagazinare în scopul echilibrării fizice a SNT sunt prezentate în tabelul nr. 3 respectiv graficul nr.7 de mai jos:

Tabelul nr. 3 Nivelurile lunare ale cantităților de gaze naturale injectate/extrase de OTS în/din depozitele de înmagazinare în intervalul 1 decembrie 2015-31 mai 2017

1. Înmagazinare/Extras din depozite:	dec.15	ian.16	feb.16	mar.16	apr.16	mai.16	iun.16	iul.16	aug.16	sep.16	oct.16	nov.16	dec.16	ian.17	feb.17	mar.17	apr.17	mai.17	
2. Înmagazinare depozite:																			
Cantitate de gaze înmagazinată (MWh):					96.095	37.496	37.450				19.815								
3. Extras depozite:																			
Cantitate de gaze extrasă (MWh):											38.836	35.610	24.439					52.652	

Graficul nr. 7 Nivelurile lunare ale cantităților de gaze naturale injectate/extrase de OTS în/din depozitele de înmagazinare în intervalul 1 decembrie 2015-31 mai 2017







În vederea optimizării nivelurilor zilnice ale cantităților de gaze naturale prezente în sistem (line-pack) OTS a utilizat servicii de înmagazinare pentru cantitatea de 15.810 MWh în luna aprilie 2017, respectiv 16.200 MWh în luna mai 2017. Aceste cantități de gaze sunt programate a fi preluate la începerea sezonului rece 2017/2018 în vederea menținerii în siguranță a SNT.

#### 1.1.6. Numărul de tranzacții încheiate la punctul de tranzacționare virtual și numărul de tranzacții în general

În perioada anilor gazieri 2015-2016 și 2016-2017, evaluarea de către OTS a poziției de dezechilibru aferentă portofoliilor individuale ale UR a fost efectuată astfel:

- Calcularea dezechilibrelor zilnice provizorii pentru fiecare UR, după ce UR-ii au avut posibilitatea de a notifica zilnic tranzacții efectuate în PVT în limita dezechilibrelor prognozate;
- Calcularea dezechilibrelor zilnice finale pentru luna gazieră M, după derularea procesului FTG - facilitatea de transfer a gazelor în limita dezechilibrelor înregistrate- în luna M+1.

#### La nivel de lună gazieră:

- În perioada 1 decembrie 2015 - 31 martie 2016, evaluările dezechilibrelor UR au fost efectuate în baza prevederilor Ordinului ANRE nr. 1/18.01.2016 *privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013.*
- În perioada 1 aprilie 2016 – 31 octombrie 2016, evaluările dezechilibrelor UR au fost efectuate în baza prevederilor Ordinului ANRE nr. 14/30.03.2016 *privind stabilirea unor măsuri provizorii referitoare la implementarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013.*

#### La nivel de zi gazieră:

- Începând cu data de 1 noiembrie 2016, evaluările dezechilibrelor UR sunt efectuate în baza prevederilor Ordinului ANRE nr.160/ 26.11.2015 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013.

Astfel, în cadrul perioadei de referință, începând cu ianuarie 2017, UR au desfășurat transferuri bilaterale în limita dezechilibrului zilnic prognozat, cu produse titlu nestandardizate oferite în PVT. Aceste transferuri de titlu au făcut obiectul a **68 de tranzacții, în perioada ianuarie - martie 2017, dintre care 64 tranzacții** în ziua gazieră D-1 pentru ziua gazieră D și 4 tranzacții în ziua gazieră D pentru ziua gazieră D. Numărul notificărilor tranzacțiilor înregistrate în fiecare lună rezultă din tabelul de mai jos:

Tabel nr. 4 Transferuri bilaterale cu produse titlu nestandardizate oferite în PVT, în intervalul ianuarie- martie 2017

Tranzacții gaze naturale notificate în PVT	dec.15	ian.16	feb.16	mar.16	apr.16	mai.16	iun.16	iul.16	aug.16	sep.16	oct.16	nov.16	dec.16	ian.17	feb.17	mar.17	apr.17	mai.17
în cadrul Nominalizării		22	24	16														
în cadrul ReNominalizare		1	1	0														
în cadrul Nominalizării Intra-zilnică		3	1	0														

Totodată, în perioada decembrie 2015- mai 2017, UR-ii au avut posibilitatea echilibrării *ex-post* a portofoliilor individuale prin utilizarea FTG (facilitatea de transfer gaze naturale). Acest instrument de echilibrare este utilizat după încheierea lunii de livrare M, în prima jumătate a lunii M+1, pentru fiecare zi gazieră din luna M. În cadrul procesului FTG, UR notifică OTS, privind transferurile bilaterale de titlu, afe-





rente dezechilibrului din portofoliile acestora, determinate de OTS pentru UR, la nivelul fiecărei zile gazieră din luna M.

Numărul de tranzacții FTG și numărul de participanți la FTG la încheierea fiecărei luni gazieră, interval decembrie 2015-mai 2017, rezultă din Tabelul nr. 5

Tabel nr. 5 Numărul de tranzacții FTG și numărul de participanți la FTG la încheierea fiecărei luni gazieră, interval decembrie 2015-mai 2017

	dec.15	ian.16	feb.16	mar.16	apr.16	mai.16	iun.16	iul.16	aug.16	sep.16	oct.16	nov.16	dec.16	ian.17	feb.17	mar.17	apr.17	mai.17
Nr. Tranzacții FTG	0	1	0	1	1	1	1	2	1	4	7	460	370	441	397	415	370	390
Nr. UR participanți la tranzacții	0	2	0	2	2	2	2	3	2	6	9	25	25	25	29	28	30	26

## 1.2. Zona de echilibrare a serviciilor de transport gaze naturale în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă

În perioada analizată, SNTGN Transgaz SA nu a întreprins acțiuni de echilibrare în zona de echilibrare a serviciilor de transport gaze naturale în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă

În perioada 1 decembrie 2015 – 31 mai 2017, nu a fost necesară intervenția prin acțiuni de echilibrare din partea SNTGN Transgaz SA, UR activi în această zonă de echilibrare având responsabilitatea exclusivă a managementului pozițiilor de dezechilibru aferente portofoliilor individuale.

## 2. Măsurile provizorii preconizate a fi aplicate în perioada 2017-2019

### 2.1. Măsuri provizorii ce vor fi aplicate în zona de echilibrare națională/SNT

#### 2.1.1. Evaluarea încetării măsurilor provizorii

Evaluarea încetării unei măsuri provizorii se va realiza pe baza următoarelor criterii:

- gradul de lichiditate al pieței de gaze naturale (evoluția anuală a indexului Herfindahl Hirschman);
- disponibilitatea produselor titlu standardizate pe termen scurt cu livrare în PVT;
- extensia posibilităților de tranzacționare 24h/zi, 7 zile pe săptămână, inclusiv produse titlu standardizate intra-zilnice cu livrare în PVT.

Renunțarea la o măsură provizorie presupune îndeplinirea simultană a criteriilor mai sus precizate.

#### 2. 1. 2. Eficiența măsurilor provizorii

În perioada 1 decembrie 2015- 31 mai 2017, au fost aplicate următoarele măsuri provizorii:

- alternativa la o platformă de echilibrare (APE);
- toleranța;
- tarif provizoriu de dezechilibru.

#### 2. 1. 2. 1. APE

În absența produselor de tranzacționare pe termen scurt (intra zilnice și pentru ziua următoare), în perioada 01 decembrie 2015-31 mai 2017, SNTGN Transgaz SA a utilizat servicii de echilibrare pentru a-și îndeplini rolul rezidual de echilibrare la nivel global al SNT. Astfel, SNTGN Transgaz SA, a întreprins acțiuni de echilibrare prin achiziționarea/vânzarea de gaze naturale pe piețele centralizate administrate





de BRM. Disponibilitățile piețelor centralizate în cadrul acestor sesiuni au fost produsele locale. Acțiunile de echilibrare derulate prin operațiuni de achiziționare/vânzare a gazelor naturale au fost efectuate pe baza contractelor standard specifice piețelor centralizate de pe platformele BRM.

Aceste acțiuni,acompaniate de serviciile de echilibrare bazate pe injecția/extracția de gaze naturale în/din depozitele de înmagazinare subterană ilustrate la punctul 1.1.5. din prezentul raport, Graficul nr. 7 constituie principalul instrument operațional de echilibrare utilizat de OTS pentru a-și îndeplini obligațiile de operare a SNT în condiții de siguranță și continuitate a livrărilor de gaze naturale.

## 2. 1. 2. 2. Toleranța

Aplicarea toleranței are drept scop, pe perioada aplicării măsurilor provizorii, următoarele:

- Asigurarea protecției UR în legătură cu utilizarea în caz de deficit sau excedent în portofoliile acestora, a prețurilor marginale de vanzare/cumpărare;
- Motivarea/stimularea UR de a-și asigura corectarea pozițiilor de dezechilibru prin utilizarea de instrumente/produse bazate pe piață.

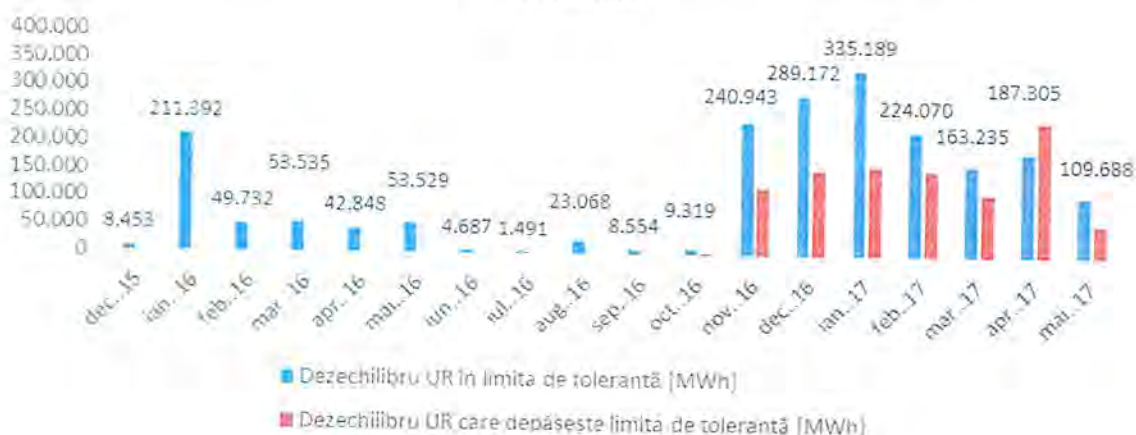
Din punct de vedere al OTS, în absența unei piețe lichide pe termen scurt, aplicarea unor niveluri dimensionate adecvat de toleranță au rolul de a reduce gradul de expunere a UR la riscuri financiare.

Tabel nr. 6 -Dezechilibre UR raportate la încadrarea în limita de toleranță

	Dezechilibru UR în limita de toleranță [MWh]	Dezechilibru UR care depășește limita de toleranță [MWh]
dec.15	8.453	0
ian.16	211.392	0
feb.16	49.732	0
mar.16	53.535	0
apr.16	42.848	0
mai.16	53.529	0
iun.16	4.687	0
iul.16	1.491	0
aug.16	23.068	0
sep.16	8.554	0
oct.16	9.319	84
nov.16	240.943	122.174
dec.16	289.172	154.733
ian.17	335.189	161.970
feb.17	224.070	154.209
mar.17	163.235	114.166
apr.17	187.305	244.280
mai.17	109.688	58.567

Grafic nr. 8 - Dezechilibre UR raportate la încadrarea în limita de toleranță

### Dezechilibre UR raportate la încadrarea în limita de toleranță







**NOTĂ:** Dezechilibrele UR aferente perioadei decembrie 2015 – octombrie 2016 au fost calculate lunar; începând cu luna noiembrie 2016 au fost calculate la nivel fiecărei zile gaziere.

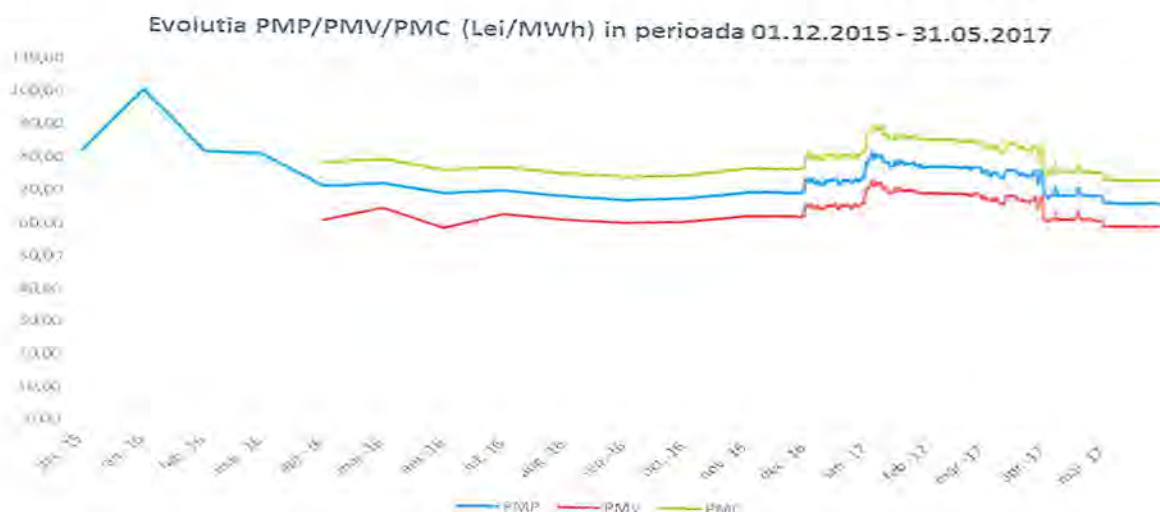
### 2. 1. 2. 3. Tarif provizoriu de dezechilibru

În perioada analizată, prețurile marginale utilizate pentru situațiile de dezechilibru (deficit sau excedent) aferente portofoliilor UR, au fost determinate pe baza **Metodologiei privind stabilirea prețului de vânzare/cumpărare a cantităților de gaze naturale aflate în dezechilibru zilnic la nivel de UR** conform punctului 2.8.1. din Raportul de măsuri provizorii aprobat prin Decizia ANRE 2296/2015.

În opinia SNTGN Transgaz SA, nivelul componentei de ajustare (Caj) de 10 % a fost dimensionat în mod adecvat astfel încât utilizarea tarifului provizoriu de dezechilibru este o măsură eficientă pe considerentele stadiului actual de dezvoltare a pieței de gaze naturale din România. Astfel tranzacțiile efectuate de OTS în perioada analizată nu au fost de natură să influențeze negativ evoluția prețului mediu ponderat, prețului marginal de vânzare și a prețului marginal de cumpărare.

SNTGN Transgaz SA consideră că utilizarea tarifului provizoriu de dezechilibru are un efect pozitiv atât în planul stimulării UR de a efectua corecții ale dezechilibrelor bazate pe produse titlu pe termen scurt, cât și în planul creșterii lichidității pieței de gaze naturale.

Grafic nr. 9- Evoluția prețului mediu ponderat, prețului marginal de vânzare și a prețului marginal de cumpărare



### 2. 1. 3. Măsuri provizorii preconizate a fi aplicate în perioada 2017-2019

Având în vedere:

- Gradul de eficiență a măsurilor provizorii aplicate, așa cum este prezentată la punctul 2.1.2.,
- Stadiul de dezvoltare a pieței angro a gazelor naturale pe termen scurt din România,

SNTGN Transgaz SA propune, prin intermediul prezentului Raport, menținerea următoarelor măsuri provizorii aplicate în prezent:

1. Alternativa la Platforma de Echilibrare (APE);
2. Toleranța;
3. Tarif provizoriu de dezechilibru.

#### 2. 1. 3. 1. APE

Dat fiind faptul că atât lichiditatea pieței angro pe termen scurt este foarte scăzută, cât și insuficiența capacităților bidirecționale la punctele de interconectare, SNTGN Transgaz SA propune menținerea în



zona națională de echilibrare, pentru perioada 2017-2019, a alternativei la platforma de echilibrare cu respectarea prevederilor art. 8 și art. 9 din Regulament, respectiv:

- derularea de acțiuni de echilibrare ale OTS prin cumpărarea/vânzarea de gaze naturale pe piețele centralizate;
- derularea de acțiuni de echilibrare ale OTS prin utilizarea serviciilor de înmagazinare a gazelor naturale (injectarea/extragerea în/din depozitele de înmagazinare subterană).

### 2.1.3.2. Toleranța

Toleranțele reprezintă un instrument utilizat în perioada aplicării de măsuri provizorii în scopul reducerii expunerii financiare a unui UR la prețul de vânzare marginal sau la prețul de cumpărare marginal cu privire la o parte sau la întreaga cantitate de dezechilibru a acestuia la nivelul fiecărei zile gaziere. Prin utilizarea toleranțelor se urmărește diminuarea riscurilor financiare ale UR cu portofolii individuale caracterizate de prezența clienților ale căror consumuri de gaze naturale nu pot fi stabilite pe baza unor măsurători zilnice în timp real.

Conform Regulamentului, utilizarea toleranței are caracter temporar, pe baza următoarelor considerente:

- Insuficiența datelor/informațiilor în timp real în legătură cu intrările și ieșirile aferente portofoliilor UR;
- Toleranțele dimensionate inadecvat pot genera costuri suplimentare, care apoi sunt suportate de către întreaga comunitate a UR;
- Toleranțele produc un impact negativ privind creșterea lichidității, acestea reducând efectele stimulative asupra UR de a tranzacționa cantități de gaze naturale pe termen scurt în vederea corecțiilor dezechilibrelor acestora;
- Toleranțele diminuează eficiența intervențiilor OTS prin acțiuni de echilibrare bazate pe piață respectiv de utilizare a unor produse standardizate pe termen scurt.

Date fiind menționările de mai sus, SNTGN Transgaz SA propune o abordare diferențiată în ceea ce privește aplicarea toleranțelor în perioada 2017-2019, astfel:

- Un nivel de 3% în ceea ce privește contravaloarea dezechilibrelor finale aferente contractelor pentru servicii de capacitate de intrare (SCI) ale UR;

Nivelul de toleranță (T) se calculează aplicând formula:

$$T = (A_i - A_e) / A_i * 100, \text{ în care:}$$

$A_i$  – alocarea în punctele de intrare în SNT la care UR are capacitate rezervată;

$A_e$  – alocarea rezultată în baza procesării nominalizărilor aprobate, având PVT ca punct de ieșire.

- Un nivel de 3% în ceea ce privește contravaloarea dezechilibrelor finale aferente contractelor pentru servicii de capacitate de ieșire (SCE) ale UR.

Nivelul de toleranță (T) se calculează aplicând formula:

$$T = (A_i - A_e) / A_i * 100, \text{ în care:}$$





$A_i$  – alocarea rezultată în baza procesării nominalizărilor aprobate, având PVT ca punct de intrare;

$A_e$  – alocarea în punctele de ieșire din SNT la care UR are capacitate rezervată.

Nivelul toleranței dezechilibrelor corespunde cantității maxime de gaze naturale care poate fi cumpărată sau vândută de fiecare UR pe baza prețului mediu ponderat. Cantitățile de gaze naturale aferente dezechilibrelor zilnice finale al UR care exced nivelul toleranței pot fi vândute sau cumpărate pe baza prețului marginal de vânzare respectiv a prețului marginal de cumpărare.

### 2. 1. 3. 3. Tarif provizoriu de dezechilibru

Conform principiului de aplicare a tarifelor de dezechilibru zilnic descris în cadrul capitolului V al Regulamentului, calculul acestora pentru fiecare utilizator al rețelei este efectuat de OTS prin înmulțirea cantității de dezechilibru zilnic (Q) cu prețul aplicabil (P), cu respectarea principiilor de la art. 22 din Regulament.

Tarifele de dezechilibru zilnic vor fi evidențiate separat pe facturile emise de OTS către utilizatorii de rețea, conform art. 19, alin. (2) din Regulament.

SNTGN Transgaz SA consideră că derivarea prețului aplicabil avut în vedere la calcularea tarifului provizoriu de dezechilibru, în condițiile art. 49 alin. (2) din Regulament, trebuie să se bazeze pe un preț reglementat sau pe un indicator al unui preț de pe piețe angro pe termen scurt cu livrare în PVT. Indicatorul unui preț de piață se poate baza pe prețuri generate la nivelul fiecărei zi gaziere, pe piețe angro diferite.

#### Stabilirea prețului de vânzare/cumpărare a cantităților de gaze naturale aflate în dezechilibru zilnic la nivel de UR

**A.** În situația în care, la nivelul unei zile gaziere, suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Deficit este egală cu suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Excedent, **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care se încadrează în limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil este **prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale notificate în PVT pentru ziua gazieră respectivă**.

Pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Excedent** și **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care depășește limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil la vânzarea de către UR către OTS a respectivei cantități de gaze naturale este **prețul marginal de vânzare**, determinat în conformitate cu următoarea formulă:

$$PMV = PMP \times (1 - Caj), \text{ unde:}$$

PMV – prețul marginal de vânzare,

PMP – reprezintă prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale efectuate la nivelul fiecărei zile gaziere pe platforme de tranzacționare – identificate de OTS și aprobate de ANRE-, după cum urmează:

- cantități de gaze naturale a căror livrare/preluare este efectuată în/din PVT, pe baza notificărilor înregistrate în PVT și implementate ca nominalizări în platforma OTS;
- transferurile de titlu intra-zilnice între UR pentru cantitățile de gaze naturale a căror livrare/preluare este efectuată în/din PVT, înregistrate în PVT și implementate ca nominalizări în platforma OTS.





Caj – componenta de ajustare reprezentând un procent de 10%.

Pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Deficit** și pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care depășește limita de toleranță aprobată, prețul aplicabil la vânzarea de către UR către OTS a respectivei cantități de gaze naturale este **prețul marginal de cumpărare**, determinat în conformitate cu următoarea formulă:

$$PMC = PMP \times (1 + Caj), \text{ unde:}$$

PMC – prețul marginal de cumpărare.

PMP – reprezintă prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale efectuate la nivelul fiecărei zile gaziere pe platforme de tranzacționare – identificate de OTS și aprobate de ANRE-, după cum urmează:

- cantități de gaze naturale a căror livrare/preluare este efectuată în/din PVT, pe baza notificărilor înregistrate în PVT și implementate ca nominalizări în platforma OTS;
- transferurile de titlu intra-zilnice între UR pentru cantitățile de gaze naturale a căror livrare/preluare este efectuată în/din PVT, înregistrate în PVT și implementate ca nominalizări în platforma OTS.

Caj – componenta de ajustare reprezentând un procent de 10%.

Prin excepție, în situațiile în care în ziua gaziera D-1 pe platformele de tranzacționare identificate de OTS și aprobate de ANRE:

- nu au fost efectuate tranzacții pe piețele centralizate angro pe termen scurt pentru cantități de gaze naturale cu livrare/preluare în/din PVT;
- nu au fost efectuate transferuri de titlu intra-zilnice între UR pentru cantități de gaze naturale a căror livrare/preluare este efectuată în/din PVT,

în conformitate cu art. 49 alin. (2) din Regulament, SNTGN Transgaz SA propune ca derivarea PMP utilizat pentru calcularea tarifului provizoriu de dezechilibru să ia în considerare utilizarea unui indicator al unui preț de piață, respectiv CEGHIX Index, publicat de operatorul punctului virtual de tranzacționare CEGH Austria (CEGH-VTP).

**Notă:** Indicele CEGHIX este prețul de referință înregistrat la sfârșitul zilei gaziere utilizat pe piața CEGH SPOT Market pentru tranzacțiile încheiate pe platforma de tranzacționare SPOT Market of CEGH Gas Exchange of Wiener Boerse- Austria, publicat zilnic pe pagina de web a CEGH (<http://www.cegh.at>).

**B.1.** În situația în care, la nivelul unei zile gaziere, suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Deficit este mai mare decât suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Excedent, iar OTS a cumpărat, pentru ziua gazieră respectivă, cantități de gaze naturale în scopul echilibrării fizice a SNT, prețurile aplicabile pentru vânzarea/cumpărarea cantităților de gaze naturale aflate în dezechilibru zilnic la nivel de UR sunt:

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Deficit** și pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care se încadrează în limita de toleranță aprobată, prețul aplicabil la cumpărarea de către UR de la OTS a cantității de gaze naturale respective este **prețul mediu ponderat al tranzacțiilor de cumpărare efectuate de către OTS pentru ziua gazieră respectivă**;





- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Deficit** și **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care depășește limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil la cumpărarea de către UR de la OTS a cantității de gaze naturale respective este **prețul marginal de cumpărare**.

Prețul marginal de cumpărare este dat de **cea mai mare valoare dintre următoarele două**:

- a) cel mai mare preț la care OTS a efectuat tranzacții de cumpărare pentru ziua gazieră respectivă (**CMMPC**);
- b) prețul mediu ponderat al tranzacțiilor de cumpărare efectuate de către OTS pentru ziua gazieră respectivă (**PMPC**) plus o ajustare de **10%** a acestuia,

pe baza următoarei formule:

$$PMC = \max (CMMPC, PMPC \times 110\%)$$

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Excedent** și **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care se încadrează în limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil la vânzarea de către UR către OTS a respectivei cantități de gaze naturale este **prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale notificate în PVT pentru ziua gazieră respectivă**; în situațiile în care în ziua gaziera D-1 nu au avut loc tranzacții în PVT, derivarea PMP utilizat pentru calcularea tarifului de dezechilibru provizoriu va lua în considerare indicele CEGHIX, publicat de CEGH –Austria-, pentru ziua gazieră D-1.

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Excedent** și **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care depășește limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil la vânzarea de către UR către OTS a respectivei cantități de gaze naturale este **prețul marginal de vânzare**, determinat în conformitate cu următoarea formulă:

$$PMV = PMP \times (1 - Caj), \text{ unde:}$$

PMV – prețul marginal de vânzare.

PMP – reprezintă prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale, notificate în PVT pentru ziua gazieră respectivă; dacă nu au avut loc tranzacții notificate în PVT, în ziua gaziera D-1, derivarea PMP utilizat pentru calcularea tarifului de dezechilibru provizoriu va lua în considerare indicele CEGHIX, publicat de CEGH –Austria-, pentru ziua gazieră D-1.

Caj – componenta de ajustare reprezentând un procent de 10%.

**B.2.** În situația în care, la nivelul unei zile gaziere, suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Deficit este mai mare decât suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Excedent, iar OTS nu a efectuat tranzacții de cumpărare, pentru ziua gazieră respectivă, în scopul echilibrării fizice a SNT, prețurile aplicabile pentru vânzarea/cumpărarea cantităților de gaze naturale aflate în dezechilibru zilnic la nivel de UR **sunt cele determinate în conformitate cu metodologia de calcul al tarifelor de dezechilibru provizoriu precizată la punctul A., pentru ziua gazieră respectivă.**

**C.1.** În situația în care, la nivelul unei zile gaziere, suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Deficit este mai mică decât suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Excedent, iar OTS a vândut, în ziua gazieră respectivă, cantități de gaze naturale în scopul echilibrării fizice a SNT, prețurile aplicabile pentru vânzarea/cumpărarea cantităților de gaze naturale aflate în dezechilibru zilnic la nivel de UR sunt:

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Excedent** și **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care se încadrează în limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil la vânzarea de către UR către OTS a cantității de gaze naturale respective este **prețul mediu ponderat al tranzacțiilor de vânzare efectuate de către OTS pentru ziua gazieră respectivă**;

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Excedent** și **pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care depășește limita de toleranță aprobată**, prețul aplicabil la vânzarea de către UR către OTS a cantității de gaze naturale respective este **prețul marginal de vânzare**.

Prețul marginal de vânzare este dat de **cea mai mică valoare dintre următoarele două**:





- a) cel mai mic preț la care OTS a efectuat tranzacții de vânzare în ziua gazieră respectivă (**CMMPV**);
- b) prețul mediu ponderat al tranzacțiilor de vânzare efectuate de către OTS în ziua gazieră respectivă (**PMPV**) minus o ajustare de **10%** a acestuia,

pe baza următoarei formule:

$$PMV = \min(\text{CMMPV}, \text{PMPV} \times 90\%)$$

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Deficit** și pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care se încadrează în limita de toleranță aprobată, prețul aplicabil la cumpărarea de către UR de la OTS a respectivei cantități de gaze naturale este **prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale notificate în PVT pentru ziua gazieră respectivă**; dacă nu au avut loc tranzacții notificate în PVT în ziua gazieră D-1, derivarea PMP utilizat pentru calcularea tarifului de dezechilibru provizoriu va lua în considerare indicele CEGHIX, publicat de CEGH –Austria-, pentru ziua gazieră D-1.

- pentru UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul **Deficit** și pentru acea cantitate de dezechilibru zilnic care depășește limita de toleranță aprobată, prețul aplicabil la cumpărarea de către UR de la OTS a respectivei cantități de gaze naturale este **prețul marginal de cumpărare**, determinat în conformitate cu următoarea formulă:

$$PMC = PMP \times (1 + \text{Caj}), \text{ unde:}$$

PMC – prețul marginal de cumpărare.

PMP – reprezintă prețul mediu ponderat al tranzacțiilor cu gaze naturale, notificate în PVT pentru ziua gazieră respectivă; dacă nu au avut loc tranzacții notificate în PVT, în ziua gaziera D-1, derivarea PMP utilizat pentru calcularea tarifului de dezechilibru provizoriu va lua în considerare indicele CEGHIX, publicat de CEGH –Austria-, pentru ziua gazieră D-1.

Caj – componenta de ajustare reprezentând un procent de 10%.

**C. 2.** În situația în care, la nivelul unei zile gaziere, suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Deficit este mai mică decât suma dezechilibrelor înregistrate de UR aflați în stare de dezechilibru cu titlul Excedent, iar OTS nu a efectuat tranzacții de vânzare, pentru ziua gazieră respectivă, în scopul echilibrării fizice a SNT, prețurile aplicabile pentru vânzarea/cumpărarea cantităților de gaze naturale aflate în dezechilibru zilnic la nivel de UR **sunt cele determinate în conformitate cu punctul A., pentru ziua gazieră respectivă.**

## 2.2. Măsuri provizorii ce vor fi aplicate în zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă

### 2.2.1. Considerații privind zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea-Negru Vodă

Aplicarea măsurilor provizorii pentru zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă necesită o abordare diferențiată, astfel:

#### a) în cazul conductei de transport internațional gaze naturale T1 (Isaccea 1 – Negru Vodă 1)

Începând cu anul gazier 2016 – 2017, serviciile de transport internațional gaze naturale pe această conductă sunt efectuate cu aplicarea prevederilor atât a Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2016 privind aprobarea *Metodologiei de rezervare a capacității de transport și de stabilire a tarifelor pentru activitatea de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă* cât și ale Acordurilor de Interconectare încheiate cu operatorii de sisteme de transport adiacenți (Bulgartransgaz și Ukrtransgaz) pentru punctele de interconectare Isaccea 1 și Negru Vodă 1.





În concordanță cu obiectivele cuprinse în Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2016 – 2025, aprobat prin Decizia ANRE nr. 910/2017, finalizarea proiectului de interconectare a conductei Isaccea 1-Negru Vodă 1 cu SNT este prevăzută pentru anul 2019. Astfel, implementarea unor opțiuni de echilibrare compatibile cu prevederile Regulamentului va fi efectuată în concordanță cu termenul de punere în funcțiune a acestei interconectări.

**b) în cazul conductei de transport internațional gaze naturale T2, T3 (Isaccea 2,3 – Negru Vodă 2,3)**

În prezent, serviciile de transport internațional gaze naturale pe conductele T2, T3 (Isaccea 2,3 – Negru Vodă 2,3) sunt efectuate conform prevederilor contractuale convenite (*începând cu anul 1987 pentru T2, respectiv anul 1999 pentru T3*) între SNTGN Transgaz SA și OOO Gazprom Export – Federația Rusă.

Implementarea unor opțiuni de echilibrare compatibile cu prevederile Regulamentului va fi efectuată în concordanță cu rezultatele evaluării prevăzută la pct. 2.2.2., efectuată cu consultarea părților implicate, participanților din piața gazelor naturale, cât și în concordanță cu prevederile Acordurilor de interconectare încheiate cu OTS adiacenți.

**2.2.2. Aplicarea în perioada analizată a măsurilor provizorii în zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă**

În prezent, nu există o piață centralizată cu platforme de tranzacționare a produselor standardizate pe termen scurt care să deservească atât zona de echilibrare națională, cât și zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă.

SNTGN Transgaz SA intenționează ca pe parcursul anului gazier 2017 - 2018 să efectueze, pe baza unui proces de consultare, o evaluare a opțiunilor de echilibrare a zonei de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă pe următoarele coordonate majore:

- a) identificarea unor soluții de echilibrare fezabile și eficiente în vederea implementării unor mecanisme conforme cu prevederile Regulamentului, în zona de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă;
- b) evaluarea posibilităților de natură comercială și de reglementări necesare integrării, într-o perioadă de timp cât mai scurtă, a zonei de echilibrare în regim de tranzit Isaccea – Negru Vodă în cadrul zonei de echilibrare naționale;
- c) configurarea unui calendar privind etapele procesului de armonizare a regimurilor de echilibrare în cele două zone (națională și tranzit), având drept scop implementarea soluțiilor de echilibrare fezabile identificate, bazate pe un model de piață a gazelor naturale funcțională, lichidă și nediscriminatorie.

**3. Motivele aplicării măsurilor provizorii**

**3.1. Motivele pentru care măsurile provizorii sunt necesare, din cauza stadiului de dezvoltare a pieței angro a gazului pe termen scurt**

Principalele motive care susțin necesitatea aplicării până în aprilie 2019 a măsurilor provizorii pot fi sintetizate astfel:

- a) absența unei piețe angro lichide de gaze naturale pe termen scurt, în care participanții de pe piața gazelor naturale să aibă posibilitatea efectuării unor tranzacții utilizând produse titlu standardizate pe termen scurt, atât în scop comercial, cât și în scopul echilibrării portofoliilor individuale;





- b) disponibilități reduse ale piețelor centralizate locale (BRM, OPCOM) de a oferi produse standardizate pe termen scurt, disponibile 24h/zi, 7 zile/săptămână (24/7), necesare atât OTS, cât și UR astfel încât aceștia să întreprindă acțiuni de echilibrare pe baza unor oferte/cereri eficiente din punct de vedere economic;
- c) eliminarea utilizării serviciilor de echilibrare ar putea fi realizată doar în situația în care evidențele atestă funcționalitatea unei piețe ale cărei caracteristici cheie sunt compatibile cu răspunderile OTS în plan operațional, conform Regulamentului;
- d) în prezent, serviciile de echilibrare reprezintă principalul instrument cu posibilitatea utilizării de OTS 24/7 pentru a-și îndeplini obligația de echilibrare reziduală a SNT în condiții de siguranță;
- e) menținerea măsurilor provizorii propuse asigură protecția UR cu privire la expunerea financiară a acestora, prin utilizarea toleranțelor în condițiile rezervărilor de capacitate în regim decuplat de intrare, respectiv de ieșire;
- f) menținerea măsurilor provizorii propuse creează condițiile prin care UR sunt stimulați să tranzacționeze produse titlu, atât intra-zilnice cât și pentru ziua următoare, în condițiile livrărilor și preluărilor în/din PVT;
- g) mecanismul formării prețurilor marginale de vânzare și cumpărare este concentrat, cu prioritate, pe elemente structurale care reflectă evoluțiile la nivel de zi gazieră a prețurilor de pe piețele centralizate din România (OPCOM, BRM);
- h) înregistrarea în prezent a unor niveluri scăzute atât în volum cât și în ceea ce privește acuratețea, calitatea informațiilor și periodicitatea acestora, transmise către OTS de operatorii sistemelor adiacente, respectiv: producători, operatori ai sistemelor de distribuție, operatorii sistemelor de înmagazinare.

### 3.2. Evaluarea modului în care măsurile vor spori lichiditatea pieței angro a gazului pe termen scurt

Mentținerea măsurii provizorii de aplicare a toleranțelor va facilita accesul pe piața gazelor naturale și va asigura un mediu transparent și nediscriminatoriu atât pentru actualii cât și pentru viitorii participanți de pe piața gazelor naturale.

Măsurile propuse vor asigura o tranziție lină de la regimul curent spre un model de piață corelat cu mecanismele de echilibrare prevăzute de Regulament.

Noii intrați pe piață vor putea derula operațiuni pe piața de gaze din România fără a înregistra bariere și efecte adverse.

Măsurile propuse prin prezentul Raport sunt proiectate astfel încât să poată influența direct dezvoltarea pieței angro prin încurajarea utilizării produselor standardizate pe termen scurt oferite pe platformele de tranzacționare.

Achiziționarea de OTS a serviciilor de echilibrare va fi efectuată cu precădere pe baza produselor titlu, având ca punct de livrare PVT, fapt ce va stimula participanții de pe piața de a tranzacționa gaze naturale pe baza rezervărilor prelabile de capacitate și având ca punct de livrare PVT.

Măsurile provizorii propuse prin prezentul Raport vor avea un impact substanțial și pozitiv în:

- generarea unui grad crescut al lichidității pe piețele centralizate angro din România,
- generarea unor semnale credibile și robuste ale formării prețurilor, ca rezultat al interacțiunii între cerere și ofertă, la nivel de zi gazieră,
- reducerea costurilor de tranzacționare pe piețele centralizate și, pe cale de consecință, atenuarea disproporțiilor între prețurile oferite pentru vânzarea/ cumpărarea de gaze naturale.





#### 4. Eliminarea măsurilor provizorii

În perioada de referință, SNTGN Transgaz SA a analizat principalii factori cu influență pozitivă în creșterea gradului de lichiditate al pieței angro a gazelor naturale din România în vederea clarificării oportunității de dezvoltare a unei platforme de echilibrare (PE), ca potențială opțiune de echilibrare, în concordanță cu prevederile art. 45 alin. (2) din Regulament.

SNTGN Transgaz SA consideră că în condițiile existenței pe piața de gaze naturale a două platforme de tranzacționare (BRM și OPCOM), dezvoltarea cu caracter temporar a unei platforme adiționale, respectiv platforma de echilibrare ce ar urma să fie operată de SNTGN Transgaz SA, este inoportună și ar conduce, în principal, la:

- frânarea procesului de creștere a lichidității pieței angro pe termen scurt a gazelor naturale din România;
- diluarea și respectiv disiparea lichidității pieței locale angro pe termen scurt a gazelor naturale și pe cale de consecință, apariția riscului de instabilitate și de impredictibilitate.

În susținerea aspectelor mai sus menționate, sunt prezentate următoarele argumente:

- În conformitate cu prevederile Regulamentului, PE *“înseamnă o platformă de tranzacționare în cadrul căreia un operator de sistem de transport participă la toate tranzacțiile;”* (art. 3, pct. 6); practic, acest tip de platformă are un caracter limitativ, fiind destinată și proiectată exclusiv ca instrument de echilibrare al OTS, utilizat în angajarea unor acțiuni de echilibrare derulate doar cu UR activi, în perioada de echilibrare;
- PE este un instrument limitativ, dat fiind faptul că blochează accesul altor participanți (în afara UR activi) de pe piață, acest lucru având un impact negativ în ceea ce privește lichiditatea pieței angro a gazului pe termen scurt;
- PE nu facilitează nici comerțul între participanții de pe piață, pe de o parte, și nici interacțiunile OTS cu aceștia, pe de altă parte, în cadrul altor platforme de tranzacționare cu grad mai mare de lichiditate și prețuri competitive;
- absența unor mecanisme solide de garantare și instrumente de compensare (clearing), conduce la riscuri majore în ceea ce privește expunerea OTS, în calitate de operator al PE;
- PE nu conferă siguranța anonimității părților implicate în tranzacționare, până la încheierea tranzacției;
- Utilizarea PE este concentrată pe procurarea de produse locaționale specifice, acestea fiind deja accesibile pe platformele de tranzacționare active pe piața locală a gazelor naturale.

#### Pași planificați pentru eliminarea măsurilor provizorii și calendarul aferent:

SNTGN Transgaz SA efectuează anual o evaluare a efectelor la nivel individual a măsurilor provizorii implementate, precum și a condițiilor în care acestea au fost aplicate. Rezultatele acestei evaluări vor fi prezentate ANRE, în conformitate cu prevederile art. 46 alin. (3) din Regulament.

Calendarul estimat al acțiunilor ce vor fi desfășurate de către SNTGN Transgaz SA în vederea renunțării la aplicarea măsurilor provizorii este prezentat în tabelul de mai jos:





Nr. crt.	Termen	Acțiunea planificată
1.	Trimestrul IV 2017	SNTGN Transgaz SA va elabora un proiect de modificări/completări ale Codului rețelei existent, privind: Reguli de acces în PVT, Nominalizări, Alocări, Reguli de echilibrare, pe care îl va înainta ANRE în scopul supunerii dezbaterii publice și aprobării.
2.	Trimestrul IV 2017	Identificarea, împreună cu operatorii platformelor de tranzacționare, a unor soluții privind proiectarea unor produse titlu standardizate pe termen scurt (intra-zilnice și pentru ziua următoare), cu livrare/preluare în/din PVT.
3.	Trimestrul I 2018	Consultări cu UR în scopul identificării unor soluții privind reducerea nivelului toleranței
4.	Trimestrul II 2018	Evaluarea posibilităților de reducere a utilizării serviciilor de echilibrare prevăzute la art. 8 din Reg. 312/2014.
5.	Trimestrul II 2018	SNTGN Transgaz SA va opera modificările IT necesare implementării obiectivelor cuprinse în cadrul acțiunii planificate la nr.1.1, în termen de 6 luni de la aprobarea de către ANRE a acestora.

