



CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

Strada Lev Tolstoi, nr. 22-24, Sector 1, București
Telefon: +(40) 21.3078.714; Fax: +(40) 21.3078.768
Website: www.curteadeconturi.ro, E-mail: DepartamentIV@rcc.ro



Departamentul IV



SINTEZA

Raportului de audit al performanței privind piața de gaze naturale din România



2019



SINTEZA

**Raportului de audit al performanței privind
piața de gaze naturale din România**

2019

Colectivul de elaborare:

Lucian NEGREA – Consilier de conturi , Șef Departament IV

Ana APOSTOL – Director

Liviu Valentin VLĂDUCU – Director adjunct

Carmen Nicoleta TUDORACHE – auditor public extern

Maria ROȘIORU - auditor public extern

Aurelian IACOBESCU - auditor public extern

Adresa:

Curtea de Conturi a României

Strada Lev Tolstói, nr.22-24, sector 1, București

Telefon: (+40)21.30.78.714; Fax: (+40) 21.30.78.768

Email: DepartamentIV@rcc.ro

Site: <http://www.curteadeconturi.ro>

CUPRINS

Glosar de termeni	4
Acronime	7
I. Prezentarea generală a misiunii de audit. Obiectivul general, obiectivele specifice și concluziile generale ale auditului	8
1. Prezentarea sintetică a contextului și cadrului instituțional aplicabil pieței de gaze naturale	8
2. Entitățile cu atribuții în domeniul gazelor naturale și activitățile care au făcut obiectul misiunii de audit și a acțiunilor de documentare	9
3. Prezentarea obiectivului general și a obiectivelor specifice ale misiunii de audit	11
4. Prezentarea criteriilor de audit care au fost utilizate pentru evaluarea performanței	11
5. Descrierea metodologiei de audit, a abordărilor auditului, respectiv a procedurilor de audit utilizate pentru colectarea și analizarea datelor și informațiilor	12
6. Concluziile generale	13
II. Sinteza principalelor constatări și concluzii	17
1. Strategia Europa 2020 – obiective de realizat în sectorul gazelor naturale	17
1.1. Modul de implementare în perioada 2010-2014 a Schemei de sprijin în cadrul Programului Operațional Sectorial - Creșterea Competitivității Economice (POS CCE) –Axa 4: Creșterea eficienței energetice și a securității furnizării, în contextul combaterii schimbărilor climatice	18
2. Planul Național de Reformă (PNR) – obiective de realizat în sectorul gazelor naturale	20
3. Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020 – obiective de realizat în sectorul gazelor naturale	22
4. Strategia Europeană privind uniunea energetică	32
5. Implementarea Politicii energetice a României	33
6. Piața gazelor naturale din regiune	34
7. Producția de gaze naturale în România	36
7.1. Alocarea cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată	37
7.2. Impozitarea veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale	39
7.3. Comercializarea GNL, GNC/GNCV, GPL	39
7.4. Conductele de alimentare din amonte	40
8. Consumul de gaze naturale în România	40

8.1. Structura de amestec a gazelor naturale “coșul de gaze”	43
9. Importul de gaze naturale în România	44
10. Vânzarea gazelor naturale către țări din afara UE (export) și către țări din Uniunea Europeană	45
11. Licențe și Autorizații	47
12. Situația și evoluția capacităților de transport, înmagazinare și distribuție a gazelor naturale	48
12.1. Sistemul de transport al gazelor naturale	48
12.2. Înmagazinarea gazelor naturale	57
12.3. Sistemul de distribuție al gazelor naturale	60
13. Modul de organizare și funcționare a pieței gazelor naturale în România	71
13.1. Piața reglementată de gaze naturale	72
13.2. Piața concurențială de gaze naturale	73
13.2.1. Piața concurențială cu amănuntul de gaze naturale	73
13.2.2. Piața concurențială angro de gaze naturale	75
<i>Tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale</i>	
<i>Monitorizarea pieței de gaze naturale</i>	
14. Prețurile și tarifele aplicate pentru gazele naturale comercializate	77
15. Exercițarea de către ANRE a activității de control cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale a legislației specifice	95
16. Activitatea de investigații cu privire la funcționarea pieței gazelor	96
III. Punctul de vedere al conducerii entității auditate cu privire la aspectele constatate în urma auditului performanței	97
IV. Măsurile luate de conducerea entității în timpul misiunii de audit al performanței	98
V. Recomandările formulate	98

GLOSAR DE TERMENI

- **acord de farm-in** – aranjament (contract) prin care un Operator cumpără sau dobândește un interes într-un contract de închiriere deținut de un alt Operator pentru perimetrele pe care a fost descoperit petrol sau gaz;

- **activități conexe** - activități complementare celor de producție, transport, distribuție, înmagazinare a gazelor naturale, ce sunt desfășurate de către operatorul licențiat, conform condițiilor de valabilitate ale licențelor de operare a sistemelor respective;

- **autorizație/licență** - actul administrativ individual emis de ANRE, acordat unei persoane fizice sau juridice, pentru exercitarea unui drept și executarea unor obligații;

- **capacitate fermă** - capacitatea de transport de gaze garantată contractual ca fiind neîntreruptibilă de către operatorul de transport și de sistem;

- **capacitate întreruptibilă** - capacitatea de transport a gazelor care poate fi întreruptă de operatorul de transport și de sistem în conformitate cu condițiile prevăzute în contractul de transport;

- **client casnic** – clientul care utilizează gazele naturale în scopul încălzirii spațiilor, producerii apei calde și pentru gătit;

- **client comercial** - clientul final care utilizează gazele naturale în sectorul comercial, restaurante, hoteluri, centre de afaceri, agricultură sau pentru utilizări similare;

- **client industrial** - clientul final noncasnic care utilizează gaze naturale în procese industriale prin intermediul unor instalații definite prin conform reglementării nediscriminatorii aprobate de ANRE;

- **client întreruptibil de siguranță** - client final care prin reducerea consumului său până la oprire contribuie la menținerea securității în aprovizionarea cu gaze naturale în situație de urgență;

- **client noncasnic** - clientul care folosește gazele naturale în activități economice, în urma cărora rezultă profit;

- **client secundar** - clientul final care utilizează gazele naturale pentru procese tehnologice în industrie, altele decât ca materie primă în industria chimică sau pentru producerea de energie electrică și/sau termică;

- **client terțiar** - clientul final, altul decât clientul industrial, secundar și comercial - persoane juridice de drept privat fără scop lucrativ, instituții publice - unități de prestări de servicii din domeniile învățământ, sănătate, cultură, apărare națională, ordine publică, asistență socială, administrație publică, culte și altele asemenea;

- **client vulnerabil** - clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară;

- **cod** - colecție de reglementări cu caracter tehnic și/sau comercial, elaborate sau aprobate de către ANRE, prin care se stabilesc reguli și proceduri pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale;

- **conductă de alimentare din amonte** - orice conductă ori rețea de conducte exploatată și/sau construită ca parte a unui proiect de producere de gaze naturale ori țitei sau utilizată pentru transportul gazelor naturale de la perimetrul/perimetrele în care se desfășoară proiectele de producere a gazelor naturale și țiteiului către un sistem, o instalație, un terminal de prelucrare sau către un terminal de descărcare de coastă;

- **conductă de transport** - ansamblul format din conducte, inclusiv instalațiile, echipamentele și dotările aferente, care funcționează în principal în regim de înaltă presiune, prin care se asigură transportul gazelor naturale între punctele de preluare din conductele de alimentare din amonte, din conductele de interconectare, punctele de preluare din import sau din terminalele GNL, până la punctele de predare la operatorii de distribuție, la clienții finali sau în conductele de interconectare;

- **conductă de interconectare** - conductă de transport care traversează sau trece peste o frontieră dintre două state membre ale Uniunii Europene pentru unicul scop al conectării sistemelor de transport ale acestor state; conductele de interconectare cu statele ce nu sunt membre ale Uniunii Europene sunt supuse prevederilor acordurilor cu aceste state;

- **consum energetic** - cantitățile de gaze naturale destinate consumului propriu pentru hrană și apă caldă;

- **consum tehnologic** - cantitatea de gaze naturale necesară a fi consumată de către un operator economic ce desfășoară una dintre activitățile de producție, transport, înmagazinare sau distribuție a gazelor naturale pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari funcționării sistemului respectiv;

- **coș de gaze** - structura amestecului de gaze naturale constituit din cantitățile de gaze naturale din producția internă și cele din import, stabilită de ANRE;

- **coș mic** – consumul de gaze naturale al clienților casnici și producătorilor de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației (CPET);

- **coș mare** – consumul de gaze naturale al clienților noncasnici, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației;

- **coș CPET** – consumul de gaze naturale al clienților casnici și producătorilor de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației;

- **distribuția gazelor naturale** - activitatea de vehiculare a gazelor naturale printr-un sistem de conducte de distribuție pentru a fi furnizate clienților, dar neincluzând furnizarea;

- **furnizarea gazelor naturale** - activitatea comercială de vânzare a gazelor naturale, inclusiv GNL, către clienți;

- **gaz natural lichefiat (GNL)** - gazul natural care, în urma unor procese specifice, este adus în stare lichidă și stocat în recipiente speciale;

- **gaz petrolier lichefiat (GPL)** - fracție de hidrocarburi ușoare derivate din procesele de rafinare, din instalațiile de stabilizare a țițeiului și din procesarea gazelor naturale, care sunt în mod normal lichefiate, prin creșterea presiunii sau scăderea temperaturii, pentru a fi transportate ori depozitate, având o presiune de vapori care nu o depășește pe cea admisă pentru propanul comercial, compuse predominant din următoarele hidrocarburi, singure sau în amestec: propan, propenă (propilenă), butan (n-butan și/sau izo-butan) și butene (butilene), inclusiv butadiene;

- **gaz natural comprimat (GNC)** - gazul natural comprimat la presiuni cuprinse între 200-280 bari, stocat și comercializat în recipiente speciale în vederea utilizării drept combustibil;

- **gaz natural comprimat pentru vehicule (GNCV)** - gazul natural stocat în recipiente sub presiune, prin comprimare, în scopul utilizării drept combustibil pentru vehicule cu motoare termice;

- **înmagazinarea gazelor naturale** - ansamblul de activități și operațiuni desfășurate de operatorul de înmagazinare pentru sau în legătură cu rezervarea capacității de înmagazinare în depozitele subterane și pentru injecția, depozitarea și extracția din aceste capacități a unor cantități determinate de gaze naturale;

- **obligație de bandă** - obligația producătorilor de a pune cu prioritate la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze necesare acoperirii consumului pe piața reglementată, furnizorii având obligația de a respecta destinația acestora;

- **operatorul conductelor** de alimentare din amonte - persoana fizică sau juridică ce realizează activitatea de producție a gazelor naturale și răspunde de exploatarea, întreținerea și, dacă este necesar, dezvoltarea conductelor de alimentare din amonte într-o anumită zonă;

- **piața de echilibrare a gazelor naturale** - cadrul organizat de desfășurare a tranzacțiilor cu gaze naturale între diverși operatori economici, intermediare de operatorul sistemului de transport, pe baza unor reguli specifice aprobate de ANRE;

- **preț reglementat** - prețul la care este realizată furnizarea gazelor naturale în baza unui contract-cadru, a unor standarde de calitate a serviciului și/sau a unor condiții specifice stabilite de autoritatea competentă;

- **punct virtual de tranzacționare (PVT)** –un punct național, în care gazele naturale pot fi comercializate după intrarea (injecția) acestora în SNT și înainte de ieșirea (preluarea) acestora din Sistemul național de transport (SNT). **PVT nu este un punct fizic de intrare/ieșire** în/din SNT, acesta conferind utilizatorilor de rețea (UR) și non-UR (furnizori licențiați care nu au contracte de transport încheiate cu operatorul sistemului de transport - OST) posibilitatea transferului titlului de proprietate asupra unor cantități de gaze naturale care fac obiectul transportului prin SNT fără necesitatea de a rezerva o capacitate;

- **racord** - conducta de legătură între o ramură principală (conductă de alimentare din amonte, conductă de transport, conductă de distribuție a gazelor naturale) și o stație de măsurare sau o stație de reglare, măsurare, predare a gazelor naturale, care alimentează un sistem de distribuție, unul ori mai mulți clienți finali;

- **rețeaua de distribuție a gazelor naturale (RD)** - ansamblul de conducte conectate între ele, inclusiv instalațiile și echipamentele aferente pentru vehicularea gazelor naturale, conform reglementărilor tehnice specifice;

- **rezervare de capacitate** - menținerea unei părți din capacitatea disponibilă de transport/distribuție/înmagazinare la dispoziția utilizatorilor în vederea transportului/distribuției/înmagazinării unei cantități de gaze naturale determinate;

- **servicii ferme** - orice serviciu oferit de operatorul de transport și de sistem în legătură cu capacitatea fermă;

- **servicii întreruptibile** - orice serviciu oferit de operatorul de transport și de sistem în legătură cu capacitatea întreruptibilă;

- **stoc minim obligatoriu** - obligația furnizorilor de gaze, care au consumatori finali în portofoliu, de a constitui un stoc de gaze în depozite, în baza unor reglementări aprobate de ANRE;

- **transportul gazelor naturale** - vehicularea gazelor naturale printr-o rețea care constă în principal din conducte de înaltă presiune, alta decât o rețea de conducte de alimentare din amonte și

decât acea parte din conductele de înaltă presiune care este folosită în principal pentru distribuția de gaze naturale la nivel local, în scopul de a le livra clienților, dar fără a include furnizarea.

ACRONIME

ACER - *Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei*

ANRE - *Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei*

ANRM - *Agenția Națională de Resurse Minerale*

RAB - *Valoarea reglementată a activelor*

BRM - *Bursa Română de Mărfuri*

CIM - *Contract individual de muncă*

CPT - *Consumul propriu tehnologic*

DOPGN - *Direcția operator piață gaze naturale organizată în cadrul Societății Naționale de Transport Gaze Naturale "Transgaz" - S.A. Mediaș*

FEDR – *Fondul European de Dezvoltare Regională*

FUI - *Furnizor de ultimă instanță*

GNL – *Gaz natural lichefiat*

GNC – *Gaz natural comprimat*

GPL – *Gaz petrolier lichefiat*

HG - *Hotărâre a Guvernului*

OD - *Operator de distribuție*

OPCOM - *Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale*

OUG - *Ordonanța de Urgență a Guvernului*

PNR - *Planul național de Reformă*

PPS – *Paritatea standard a puterii de cumpărare*

RODAS - *Regulamentul privind organizarea și desfășurarea activităților specifice Curții de Conturi, precum și valorificarea actelor rezultate din aceste activități, aprobat prin Hotărârea Plenului Curții de Conturi nr. 155/2014, publicat în MO nr. 547/24.07.2014*

SCG - *Stație de comprimare gaze*

SMG - *Stație de măsurare a gazelor naturale*

SMIS - *Sistemul unic de management al proiectelor*

SNT - *Sistemul Național de Transport*

SRE - *Surse regenerabile de energie*

SRM – *Stații de reglare măsurare*

Wh - *Watt-oră - unitate de măsură pentru energie, egală cu cantitatea de energie transferată de un proces care dă sau primește o putere de un watt timp de o oră. (1 Megawatt-oră (MWh) = 1000 kWh; 1 Gigawatt-oră (GWh) = 1000 MWh; 1 Terawatt-oră (Twh) = 1000 GWh)*

CAPITOLUL I

Prezentarea generală a misiunii de audit. Obiectivul general, obiectivele specifice și concluziile generale ale auditului

1. Prezentarea sintetică a contextului și cadrului instituțional aplicabil pieței de gaze naturale

Gazul natural este un gaz inflamabil care se află sub formă de zăcământ în straturile din adâncime ale pământului. Compoziția gazului natural constă în cea mai mare parte din metan, deosebindu-se de acesta printr-o compoziție chimică diferită.

Pentru uzul casnic, se distribuie 3 feluri de gaze:

1) *Gazul metan (GM)*, este extras din zăcămintele subterane și transportat până la locul de consum prin conducte bine închise;

2) *Gazul petrolier lichefiat (GPL)*, este un amestec de gaze ce rezultă din prelucrarea petrolului;

3) *Gazul de sondă (GS)*, se extrage din zăcămintele de petrol odată cu petrolul.

Gazele naturale furnizează 22% din energia utilizată la nivel mondial, reprezentând aproape un sfert din producția de energie electrică și joacă un rol crucial ca materie primă pentru industrie. Gazul natural este un combustibil versatil, iar creșterea cererii acestuia este legată în parte de beneficiile sale de mediu față de alți combustibili fosili, în special în ceea ce privește calitatea aerului și emisiile de gaze cu efect de seră.

La nivel mondial, până în 2022, se estimează creșterea cererii de gaze naturale cu **cca 1,6%** pe an. Aceasta înseamnă că, consumul anual de gaze naturale poate ajunge la **4.000 de mld.mc**, până în anul **2022**, de la aproximativ **3.630 mld.mc**, în anul **2016**.

Modificările structurale ale aprovizionării cu gaze și ale schimburilor comerciale schimbă piața globală a gazelor naturale. Piețele puternic supradimensionate, revoluția în curs de desfășurare a gazului de șist din Statele Unite, al doilea val de capacitate suplimentară de lichefiere din Australia și SUA și comerțul cu gaz natural lichefiat (GNL) care se dezvoltă rapid, întrerup modelele tradiționale de gaze naturale și de stabilire a prețurilor. Acest lucru îi forțează pe operatorii de pe piață să-și redefiniească strategiile și să exploreze noi piețe.

*„Dacă țigăiul ține în primul rând de bani,
gazele naturale țin de geopolitică”
– Proverb azer*

În România, **gazele naturale** au o pondere de aproximativ **30% din consumul intern de energie primară**¹, această cotă fiind explicată prin disponibilitatea relativ ridicată a resurselor autohtone, prin impactul redus asupra mediului înconjurător și prin capacitatea de a echilibra energia electrică produsă din SRE intermitente (eoliene și fotovoltaice), dată fiind flexibilitatea centralelor de generare a energiei electrice pe bază de gaze.

România are cea mai mare piață de gaze naturale din Europa Centrală și a fost prima țară care a utilizat gazele naturale în scopuri industriale².

Piața gazelor naturale din România este formată din: piața **concurrentială**, care cuprinde comercializarea gazelor naturale între furnizori și consumatorii eligibili și piața **reglementată**, care

¹ Sursa: *Strategia Energetică a României 2016-2030, cu perspectiva anului 2050, elaborată în decembrie 2016*

² Sursa: ANRE

cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, desfășurate în baza contractelor cadru (transport, înmagazinare subterană, distribuție) și furnizarea de gaze naturale la preț reglementat.

În piața concurențială, prețurile se formează liber, pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale, iar în piața reglementată, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de către autoritatea de reglementare (ANRE), pe baza metodologiilor proprii elaborate în acest sens.

Conform legii energiei electrice și a gazelor naturale (Legea nr. 123/2012), participanții la piața de gaze naturale sunt: *producătorii, operatorii sistemului de transport și de sistem, operatorii piețelor centralizate de gaze naturale, operatorii de distribuție, operatorii de înmagazinare/stocare, furnizorii și clienții finali.*

Liberalizarea pieței gazelor naturale

România s-a angajat în cadrul Memorandum-ului de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și, respectiv, în Scrisoarea de Intenție semnată la data de **14.09.2011** cu Fondul Monetar Internațional, **să elimine gradual prețurile reglementate** din sectorul gazelor naturale, fiind stabilită și aprobată de Guvernul României, prin Memorandum, eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2014** pentru **clienții finali noncasnici**, și până la **31 decembrie 2018**, pentru **clienții casnici**.

Conform prevederilor **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 64/05.10.2016**, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și pentru producătorii de energie termică, urma a fi stabilit prin hotărâre a Guvernului, **doar până la data de 31 martie 2017**.

În acest context, **Guvernul României a adoptat acte normative** privind stabilirea prețurilor de achiziție **a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată**, remarcându-se următoarele:

- o creștere a **prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze**, în perioada 01.02.2013 - 01.04.2014 (de la 49,00 lei/MWh, la 72,00 lei/MWh, pentru clienți noncasnici și de la 45,71 lei/MWh, la 50,60 lei/MWh, pentru clienții casnici), pentru ca ulterior, începând cu 01.04.2014, până la 01.01.2015 (data liberalizării prețurilor pentru clienții noncasnici), prețul de achiziție pentru clienții noncasnici să crească la 89,40 lei/MWh, iar pentru clienții casnici, prețul de achiziție să fie stabilit la 53,30 lei/MWh, până la 01.07.2015, pentru ca ulterior, până la data de 31.03.2017, să fie majorat la 60 lei/MWh;

- **liberalizarea prețurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții noncasnici s-a realizat de la 01.01.2015, iar pentru clienții casnici, eliminarea prețurilor reglementate s-a produs începând cu 31.03.2017.**

Astfel, începând cu data de **1 aprilie 2017, Guvernul României a instituit liberalizarea totală a prețului de achiziție a gazelor naturale și nu liberalizarea completă a prețurilor finale, plătite de consumatorii casnici.**

2. Entitățile cu atribuții în domeniul gazelor naturale și activitățile care au făcut obiectul misiunii de audit și a acțiunilor de documentare

Entitățile cu atribuții în ceea ce privește elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național, necesar funcționării sectorului și pieței gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor, sunt:

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE)

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, denumită în continuare ANRE, funcționează în conformitate cu prevederile **OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei**, fiind o autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică, sub control parlamentar, finanțată integral din venituri proprii, independentă decizional, organizatoric și funcțional.

ANRE are ca obiect de activitate: **elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național**, necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale **în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor**.

ANRE este condusă de un președinte și 2 vicepreședinți și își desfășoară activitatea curentă pe baza regulamentului propriu de organizare și funcționare, aprobat prin ordin al președintelui ANRE.

Pentru aprobarea reglementărilor în sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale la nivelul ANRE s-a constituit un Comitet de reglementare format din 7 membri, inclusiv președintele și cei 2 vicepreședinți. Numirea și revocarea membrilor Comitetului de reglementare se face de către Parlament, în ședința comună a celor două Camere.

Principalele **obiective generale** ale ANRE, în domeniul gazelor naturale, sunt: **promovarea unei piețe interne** europene de gaze naturale sigură, competitivă și durabilă din punct de vedere al mediului, **dezvoltarea piețelor regionale competitive și funcționale**, **eliminarea restricțiilor** privind comerțul transfrontalier cu gaze naturale, **dezvoltarea unui sistem energetic național sigur, fiabil și eficient**, orientat către consumator, **facilitarea accesului la rețea pentru capacitățile noi de producție**, **asigurarea acordării de stimulente operatorilor de sisteme de gaze naturale și celorlalți utilizatori de sisteme de gaze naturale**, **protecția consumatorului**, **garantarea respectării** de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale a obligațiilor ce le revin în ceea ce privește transparența.

Finanțarea cheltuielilor curente și de capital ale ANRE se asigură integral din **veniturile proprii** ale instituției care provin din **tarife** percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, **contribuții anuale** percepute operatorilor economici reglementați din sectorul energiei electrice și termice și al gazelor naturale, precum și din **fonduri acordate de organisme internaționale**.

Ministerul Energiei

Ministerul Energiei s-a înființat în baza **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 55/19.11.2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative**, prin reorganizarea Ministerului Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri

Ulterior, Ministerul Energiei a fost organizat ca organ de specialitate al administrației publice centrale, în subordinea Guvernului, în baza **H.G. nr. 980/22.12.2015**.

În **realizarea funcțiilor sale**, ministerul exercită, în principal, următoarele **atribuții**: **elaborează strategia energetică națională**, **politica energetică și asigură ducerea la îndeplinire a acesteia**, **asigură punerea în aplicare a măsurilor prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 994/2010**, **asigură administrarea proprietății publice din domeniul energetic**, **asigură, coordonează și monitorizează îndeplinirea angajamentelor pentru domeniile energetic și al resurselor energetice**, **stabilește și**

asigură aplicarea măsurilor de management al situațiilor de urgență și de protecție civilă în domeniile energetic și resurselor energetice, **participă în comisiile și grupurile de lucru interministeriale și interguvernamentale privind apărarea și securitatea națională**, managementul situațiilor de urgență, de protecție civilă și de protecție a infrastructurilor critice naționale și europene, **asigură implementarea măsurilor din domeniul de intervenție "energie"** din cadrul Programului operațional sectorial "Creșterea competitivității economice" 2007-2013, precum și din cadrul Programului operațional "Infrastructura mare" 2014-2020, **exercită calitatea de autoritate concedentă pentru serviciul public de distribuție a gazelor naturale, asigură punerea în aplicare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013** privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene etc.

3. Prezentarea obiectivului general și a obiectivelor specifice ale misiunii de audit

Obiectivul general al acțiunii I-a constituit **evaluarea modului de implementare** a politicilor și strategiilor Guvernului în domeniul gazelor naturale, precum și **evaluarea modului de funcționare al pieței gazelor naturale**, respectiv **economicitatea, eficiența și eficacitatea** activităților desfășurate de operatorii economici participanți la această piață.

Obiectivele specifice urmărite de auditul performanței au fost următoarele:

- evaluarea modului în care s-au realizat și implementat politicile și strategiile Guvernului în domeniul gazelor naturale;
- evaluarea nivelului producției și consumului de gaze naturale în România și a factorilor care au influențat evoluția acestor indicatori;
 - evaluarea situației și evoluției producției, importului, exportului, transportului și distribuției gazelor naturale, precum și a eficienței investițiilor realizate în rețelele de gaze naturale;
 - analiza pieței de gaze naturale în România în raport cu legislația specifică;
 - evaluarea prețurilor și tarifelor la gaze naturale destinate consumatorilor finali, precum și a factorilor care au influențat evoluția acestor indicatori în perioada auditată;
 - evaluarea organizării structurale a entității auditate, în vederea îndeplinirii atribuțiilor stabilite prin legislația specifică;
 - evaluarea modului de exercitare de către entitatea auditată a atribuțiilor privind controlul respectării legislației specifice de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale;
 - obiectivele prevăzute de pct. 373 din RODAS, referitoare la evaluarea sistemului de control intern.

4. Prezentarea criteriilor de audit care au fost utilizate pentru evaluarea performanței

Criteriile de audit au fost diferite, în funcție de specificul pieței de gaze din România, structurată în două segmente: **piața reglementată și piața concurențială**, având rolul de a stabili cu claritate activitățile economice specifice ce sunt sub supraveghere continuă (tarifele de transport, înmagazinare, distribuție, prețurile reglementate pentru clienții casnici) și cele care se desfășoară liber, pe baza mecanismelor concurențiale, activități ce au ca obiectiv principal respectarea **Strategiei energetice a României** pentru perioada **2007-2020**.

Această Strategie are ca **obiectiv general: satisfacerea necesarului de energie atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, la un preț cât mai scăzut**, adecvat unei economii moderne de piață și

unui standard de viață civilizată, **în condiții de calitate, siguranță în alimentare**, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile.

Criteriile de audit alese de auditorii publici externi au fost:

1. analiza capacității instituționale a entităților cu atribuții în funcționarea/monitorizarea pieței gazelor naturale, în raport cu atribuțiile din actele normative în vigoare;
2. analiza gradului de realizare a obiectivelor stabilite prin Strategia energetică a României;
3. analiza modului de organizare și funcționare a pieței de gaze naturale, în raport cu legislația specifică;
4. analiza impactului investițiilor realizate în sectorul gazelor naturale, în raport cu nevoile de rețehnologizare și modernizare;
5. analiza principalelor rezultate ale activităților de control efectuate în perioada auditată.

5. Descrierea metodologiei de audit, a abordărilor auditului, respectiv a procedurilor de audit utilizate pentru colectarea și analizarea datelor și informațiilor

Procedurile de audit utilizate pentru realizarea misiunii de audit al performanței au fost selectate în funcție de specificul activității entităților auditate și de obiectivele specifice stabilite în faza de planificare.

În etapa de execuție a auditului performanței, pentru a stabili dacă toate categoriile de operațiuni verificate respectă principiile de economicitate, eficiență și eficacitate, auditorii publici externi au aplicat următoarele **proceduri de fond**:

a) proceduri analitice;

b) teste de detalii.

Procedurile analitice s-au aplicat asupra datelor exprimate sub formă numerică și au presupus calcule, analize ale proporțiilor, tendințe și fluctuații ale informațiilor etc.

Auditorii publici externi au analizat datele și informațiile colectate prin utilizarea următoarelor **proceduri analitice de audit** (cantitative și calitative):

Analiza "înainte și după" a fost utilizată de auditorii publici externi pentru analiza probelor de audit și a constatat în compararea situației existente înaintea demarării activității ce face obiectul auditului performanței, cu situația rezultată după implementarea acestora. (Spre exemplificare, modul de stabilire a tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale de către ANRE, pe perioade de reglementare).

Analiza nivelului de îndeplinire a obiectivelor a fost utilizată de auditorii publici externi pentru analiza probelor de audit, în principal pentru a determina dacă obiectivele stabilite au fost atinse, precum și pentru a identifica acei factori care au condus la nerealizarea sau realizarea parțială a acestora (spre exemplificare, analiza realizării obiectivelor stabilite în Strategia energetică a României 2007-2020).

Analiza cost-beneficiu a fost utilizată de auditorii publici externi pentru analiza probelor de audit, care s-a realizat prin studiul relațiilor dintre costurile aferente activității auditate și beneficiile obținute de acestea în mod obișnuit.

Analiza cost-eficacitate a fost utilizată de auditorii publici externi pentru analiza probelor de audit și s-a efectuat asupra relațiilor dintre costurile activității auditate și rezultatele exprimate în costuri pe unitatea de rezultat obținut.

Probele de audit au fost sintetizate, analizate și interpretate pe măsură ce au fost obținute, auditorii analizând în ce măsură acestea au fost sau nu convingătoare, în vederea obținerii de probe suplimentare care să fie colectate din surse diferite.

Probe de audit:

- interviuri;
- chestionarele adresate reprezentanților entităților auditate;
- machetele completate de către reprezentanții entităților auditate;
- documentele care se referă la obiectivele auditate.

Principalele tehnici specifice utilizate pentru obținerea probelor de audit au fost: observarea, examinarea documentelor, interviuarea, chestionarea.

6. Concluziile generale rezultate în urma misiunii de audit al performanței

- În ultimii ani, **în România au existat numeroase încercări de elaborare a unor strategii energetice pe termen lung**, însă incosecvența factorilor de decizie și lipsa finanțării au condus, nu de puține ori, la nepunerea în practică (parțială sau totală) a unor componente ale acestor strategii în contextul socio-economic și politic creat. Astfel, deși au trecut peste 10 ani de la data aprobării *Strategiei energetice a României*, prin Hotărârea Guvernului 1069/05.09.2007, act normativ prin care au fost prevăzute investiții în sectorul gazelor naturale, în valoare de **1.764 milioane de euro**, până la sfârșitul anului **2016, majoritatea proiectelor nu au fost realizate și puse în funcțiune, unele dintre acestea nefiind demarate sau fiind în stadiul de proiect.**
- **Pentru a asigura creșterea capacității de transport a gazelor din import**, au fost demarate două proiecte majore, respectiv *proiectul BRUA* cu o valoare de aproximativ **813 milioane euro**, având ca termen de punere în funcțiune anul **2019** și *Proiectul “Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului sudic pentru preluarea gazelor din Marea Neagră - PCI 6.24.8 (Țărmul Mării Negre – Podișor pentru preluarea gazelor de la Marea Neagră)”*, cu o valoare de aproximativ **360 milioane euro.**
- **Din perspectiva nevoilor de dezvoltare și de finanțare a investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport și distribuție a gazelor naturale**, în cadrul POS CCE –Axa 4: *Creșterea eficienței energetice și a securității furnizării, în contextul combaterii schimbărilor climatice, au fost încheiate:*
 - **2 contracte în domeniul transportului gazelor**, cu o valoare totală a proiectelor de **292,29 milioane lei**, proiecte ce au fost **finalizate integral de SNTGN Transgaz SA**, în perioada **2015-2016.**
 - **6 contracte** în domeniul distribuției gazelor, cu o valoare totală a proiectelor de **247,27 milioane lei**, din acestea, **5 proiecte** în valoare totală aprobată de **238,21 milioane lei fiind finalizate în proporție de 83,3%**, iar un proiect a fost reziliat, la solicitarea beneficiarului.

- În ceea ce privește rețeaua de conducte de gaze naturale, România ocupă locul 11 la nivelul Uniunii Europene, cu **circa 53.666 kilometri** (rețeaua de transport și rețelele de distribuție), cu această dimensiune fiind în urma unor țări precum Belgia (74.795 km), Ungaria (89.004 km) sau Cehia (76.910 km).
- La nivelul anului 2016, România era țara cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import, de cca. **12,38% (1,4 mld. mc)** din consumul total de **(11,3 mld. mc)**, față de țări precum **Moldova** (import de 100%), **Ungaria** (import de 76,49%), **Bulgaria** (import de 98,28%), **Serbia** (import de 80,61%) sau **Ucraina** (import de 65,28%).
- În perioada 2014 – 2015, obligația de punere la dispoziția furnizorilor a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție în scopul asigurării necesarului de consum pentru piața reglementată, nu a fost respectată de către toți producătorii prezenți în piață, respectiv de către 3 operatori (OMV Petrom SA, SC Amromco Energy SRL și Stratum Energy) care au livrat cantități mai mici decât cele stabilite, în timp ce SNGN Romgaz SA a livrat o cantitate mai mare cu circa 7.771.746 MWh.
- Prin Hotărârea Guvernului nr. 870/23.12.2012, executivul a permis titularilor de acorduri petroliere să utilizeze cantitățile de gaze naturale extrase din producția internă în propriile centrale electrice, justificat de intenția producătorilor (Romgaz SA și OMV Petrom SA) de a contribui la piața reglementată de energie electrică prin punerea la dispoziție a unei cantități de 1,8 TWh/anual de către fiecare producător. În ceea ce privește cantitățile de energie electrică livrate în regim reglementat de către acești producători, din propriile centrale electrice, s-a constatat faptul că, efectul obținut a fost diferit față de cel scontat la momentul emiterii actului normativ, întrucât în realitate, conform datelor ANRE, doar SC OMV Petrom SA a livrat energie electrică în regim reglementat și doar în anul 2013 (1,5 TWh).
- Dacă în perioada 2012-2015, importul de gaze naturale a suferit o diminuare semnificativă pe fondul scăderii consumului total de gaze naturale, în anul 2016 cantitatea de gaze naturale achiziționată din import (15,94 TWh) a înregistrat o creștere de cca. 7 ori comparativ cu anul 2015 (2,18 TWh), această evoluție fiind influențată de: scăderea atât a prețurilor de achiziție pentru cantitățile de gaze naturale importate, precum și de impozitarea suplimentară a veniturilor obținute de producătorii de gaze naturale din producția internă, în baza Ordonanței Guvernului nr. 7/2013.
- În perioada 2013-2014, din cantitatea totală de gaze naturale de 25.452.284 MWh importată, "fizic" a intrat pe teritoriul României, doar cantitatea de 21.624.289 MWh, diferența de 3.827.995 MWh (15%) reprezentând un "import virtual". În aceste condiții, factorii de decizie trebuie să analizeze modul de tranzacționare prin intermediul acestei proceduri de tranzacționare, astfel încât să fie eliminat riscul de a

realiza exportul de gaze la prețuri mai mici decât cele la care se realizează importul de gaze, evitându-se înregistrarea de pierderi pentru economia națională.

- În perioada **2012-2016**, ANRE **nu a aprobat și implicit nu a monitorizat planurile de investiții ale operatorului de transport și nici nu a furnizat prin rapoartele de activitate anuale ale ANRE făcute publice, informații cu privire la evaluarea acestor planuri, din punctul de vedere al concordanței lor cu planul la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei prevăzut în Regulamentul (CE) nr. 715/2009, așa cum prevede Legea 123/2012.**
- Deși au trecut peste **10 ani** de la data aprobării *Strategiei energetice a României* prin **Hotărârea Guvernului 1069/05.09.2007**, act normativ prin care au fost prevăzute investiții privind reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor, aceasta ca urmare a evaluării stării tehnice a rețelelor în 2007, când s-a constatat faptul că, **rețelele de distribuție a gazelor naturale sunt caracterizate printr-un grad ridicat de uzură a conductelor și bransamentelor, circa 40% având durata normată de viață depășită, la data de 31.12.2016, se remarcă faptul că, 12.243 km reprezentând cca 57% din totalul conductelor și bransamentelor din oțel, au durata normată de viață depășită (peste 18 ani).**
- În ceea ce privește contractele de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, **nu există o evidență a volumului fizic și valoric al investițiilor asumate prin contractul de concesiune și documentele acestuia (caiet de sarcini, anexe, grafic de realizare a investiției, etc), respectiv nu a existat o evidență centralizată în ceea ce privește lungimea conductelor și a bransamentelor realizate în baza contractelor de concesiune.**
- Analiza modului în care a fost efectuată monitorizarea pieței de gaze naturale a **evidențiat** lipsa monitorizării **unor indicatori** necesari evaluării unei bune funcționări a pieței, în condițiile renunțării la aplicarea prețurilor reglementate pentru clienții finali, precum și a **unor activități derulate și/sau care influențează piața de gaze naturale** (activitatea de transport și distribuție a gazelor naturale precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor de conducte de gaze naturale).
- În anul **2016**, prețul minim de **59,75 lei/MWh**, aferent unor cantități de gaze naturale achiziționate **din țări Non-UE (Rusia)** a fost mai mic decât prețul de achiziție (**60 lei/MWh**) a gazelor naturale **din producția internă** pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, stabilit prin hotărâre a Guvernului.
- Prin **metodologiile de tarifare** pentru activitățile reglementate de **distribuție, transport și furnizare** a gazelor naturale (aprobat prin Ordinele președintelui ANRE nr. 42/2013, nr.32/2014, nr.10/2014, nr.7/2015, nr.182/2015) aplicabile în cea de-a treia

perioadă de reglementare (începând cu 2013), **în formula de calcul utilizată pentru stabilirea venitului reglementat, s-a aprobat includerea unor elemente de 2 ori, respectiv pe lângă componenta RAB (preluată din perioadele anterioare, în care era inclus și capitalul de lucru), a fost introdusă și o componentă privind remunerarea capitalului de lucru.** Reprezentanții direcțiilor de specialitate din cadrul ANRE, au menționat faptul că, în practică, **la începutul primului an al perioadei a treia de reglementare, RAB nu a cuprins și capitalul de lucru aferent perioadei a doua de reglementare.**

- În România, **prețul gazelor naturale destinate consumatorilor casnici, raportat la puterea de cumpărare, în semestrul II al anului 2016, a fost de 66,5 PPS/MWh, peste media Uniunii Europene, de 58,3 PPS/MWh.**

- La nivelul anului 2016 (semestrul II), din punct de vedere al **ponderii taxelor și contribuțiilor în prețul gazelor naturale pentru consumatorii noncasnici, România ocupa unul din primele locuri, cu o pondere de 31,68%, urmată de Danemarca cu 30,56% și Suedia cu 22,14%. Cea mai redusă pondere în prețul gazelor naturale, a contribuțiilor și taxelor a fost înregistrată în Croația (1,45%), Portugalia (1,81%), Polonia (1,92%), media la nivelul UE, reprezentând 10,7 %.**

CAPITOLUL II

Sinteza principalelor constatări și concluzii

1. Strategia Europa 2020 – obiective de realizat în sectorul gazelor naturale

Eforturile Uniunii Europene de adaptare a documentelor sale fundamentale la noile realități ale secolului XXI, date de globalizarea economiei, evoluția demografică, schimbările climatice, nevoia de surse durabile de energie și noile amenințări la adresa securității, s-au concretizat în Tratatul de la Lisabona și Strategia UE 2020.

Tratatul de la Lisabona, semnat de statele membre UE la 13 decembrie 2007, a intrat în vigoare la 1 decembrie 2009 și a adus modificări de substanță Tratatului privind Uniunea Europeană, Tratatului de instituire a Comunității Europene, dar și Tratatului de instituire a Comunității Europene a Energiei Atomice, și pune la dispoziția Uniunii cadrul legal și instrumentele juridice necesare pentru a face față provocărilor viitoare și pentru a răspunde așteptărilor populației.

La începutul lunii martie 2010, Comisia Europeană a **elaborat Strategia Europa 2020, document** prin care propune o nouă viziune economică, care să ajute UE să iasă din criză și să edifice o economie inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii, cu niveluri ridicate de ocupare a forței de muncă, de productivitate și de coeziune socială.

Strategia Europa 2020 se fundamentează pe **trei priorități tematice**, care se întrepătrund și se condiționează reciproc:

- ✓ **creștere economică inteligentă**: dezvoltarea unei economii bazate pe cunoaștere și inovare;
- ✓ **creștere economică durabilă**: promovarea unei economii mai eficiente din punctul de vedere al utilizării resurselor, mai ecologice și mai competitive;
- ✓ **creștere economică favorabilă incluziunii**: promovarea unei economii cu o rată ridicată a ocupării forței de muncă, în măsură să asigure coeziunea economică, socială și teritorială.

Pentru a defini acțiunile necesare aplicării Strategiei Europa 2020, **Comisia Europeană a propus atingerea**, până în anul **2020**, la nivel european, a următoarelor **5 obiective**:

- ✓ rata de ocupare a populației cu vârsta cuprinsă între 20 și 64 ani - **minimum 75%**;
- ✓ nivelul investițiilor în cercetare și dezvoltare - **3%** din PIB-ul UE;
- ✓ atingerea obiectivului „**20/20/20**” (sau 30/20/20, în cazul respectării anumitor condiții) în domeniul schimbărilor climatice și al energiei;
- ✓ rata părăsirii timpurii a școlii - **10%**, iar ponderea populației cu studii superioare și vârsta între 30 și 34 de ani - cel puțin **40%**;
- ✓ reducerea cu 20 de milioane a numărului cetățenilor europeni amenințați de sărăcie (cea ce ar corespunde reducerii cu 25% a numărului de persoane cu risc de sărăcie).

Consiliul Europei a aprobat, la **26.03.2010**, al treilea obiectiv din cele cinci propuse în cadrul Strategiei Europa 2020, respectiv **obiectivul „20/20/20”** în domeniul schimbărilor climatice și al energiei, prin trei obiective distincte, dar interconectate:

- **reducerea emisiilor de gaze** cu efect de seră (GES) cu cel puțin **20%** față de nivelurile din 1990 sau cu **30%**, dacă există condiții favorabile;
- **creșterea la 20% a ponderii surselor regenerabile** de energie în consumul final de energie;

- creșterea cu 20% a eficienței energetice (corespunzând unei cifre de 1.483 Mtep³ de consum de energie primară).

Atingerea obiectivelor stabilite în Strategia Europa 2020 depinde de implementarea la nivel național a reformelor structurale necesare pentru a accelera creșterea economică inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii.

În acest context, Guvernul României, prin Memorandumul din 07.07.2010 cu tema *Aprobarea valorilor finale ale obiectivelor României pentru Strategia Europa 2020*, a acceptat ținte de realizat în perioada 2010-2020 dar și măsuri (10 măsuri) pentru realizarea cărora au fost alocate fonduri prin Programul Operațional Sectorial - Axa prioritară 4 - POS CCE.

1.1. Modul de implementare, în perioada 2010-2014, a Schemei de sprijin în cadrul Programului Operațional Sectorial - Creșterea Competitivității Economice (POS CCE) –Axa 4: Creșterea eficienței energetice și a securității furnizării, în contextul combaterii schimbărilor climatice.

Rata maximă de cofinanțare prevăzută pentru Axa prioritară 4 - Creșterea eficienței energetice și a securității în aprovizionare, în condițiile combaterii schimbărilor climatice a fost stabilită la 88%, iar valoarea maximă a ajutorului din partea Fondului European de Dezvoltare Regională, pentru această axă prioritară, a fost stabilită la 638.475.370 euro.

Axa Prioritară 4 “Creșterea eficienței energetice și a securității furnizării în contextul combaterii schimbărilor climatice” din cadrul POSCCE 2007-2013 este structurată sub forma următoarelor domenii majore de intervenție (DMI):

- ➔ DMI 4.1 - *Energie eficientă și durabilă (îmbunătățirea eficienței energetice și dezvoltarea durabilă a sistemului energetic din punct de vedere al mediului);*
- ➔ DMI 4.2 - *Valorificarea resurselor regenerabile de energie pentru producerea energiei verzi;*
- ➔ DMI 4.3 - *Diversificarea rețelelor de interconectare în vederea creșterii securității furnizării energiei.*

A) Domeniul major de intervenție – Energie eficientă și durabilă

Activitățile care vizează îmbunătățirea eficienței energetice conduc la reducerea risipei de energie, constituind o măsură eficientă din punct de vedere economic, întrucât conduce în final la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, produse de utilizarea combustibililor fosili.

În cadrul acestui Domeniu major de intervenție s-a derulat operațiunea *Sprijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de transport al energiei electrice, gazelor naturale și petrolului, precum și ale rețelelor de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale, în scopul reducerii pierderilor în rețea și realizării în condiții de siguranță și continuitate a serviciilor de transport și distribuție.*

A1) Sub-operațiunea de transport

Beneficiarii schemei de sprijin au fost operatorii de transport și de sistem a energiei electrice și operatorii de transport a gazelor naturale.

³ TEP – Tonă Echivalent Petrol este o unitate de măsură a energiei. În principiu ea este egală cu energia chimică eliberată prin arderea unei tone de petrol.

Bugetul total estimat, alocat schemei, a fost de **69,24 milioane euro**, din care **88%** au reprezentat fonduri europene nerambursabile asigurate prin FEDR, iar restul au reprezentat fonduri de cofinanțare publică, asigurate de la bugetul de stat.

Evaluarea nivelului de implementare a proiectelor din domeniul gazelor naturale

În perioada **2012-2016**, au fost încheiate **6 contracte de finanțare**, cu o valoare totală a proiectelor de investiții de **896,10 milioane lei**, având ca obiect extinderea și modernizarea rețelelor de transport, din care **2 contracte de finanțare în domeniul gazelor naturale (33% din total contracte)**, cu o valoare totală a proiectelor de investiții de **292,29 milioane lei**.

Cele **2 proiecte au fost finalizate de SNTGN Transgaz SA** în perioada **2015-2016**, respectiv proiectul “*Modernizare stația de turbocompresoare Șinca, jud. Brașov și instalațiile aferente*” a fost finalizat pe data de **18.12.2015**, în timp ce proiectul “*Implementarea unui sistem de supervizare și de achiziție automată a datelor la nivelul întregului sistem național de transport gaz metan – SCADA*” a fost finalizat pe data de **29.02.2016**.

În ceea ce privește valoarea finanțărilor nerambursabile aprobate (FEDR+Budeget de stat) aferentă proiectelor finalizate în domeniul gazelor naturale s-a înregistrat o evoluție descendentă, de la **76,63 milioane de lei** la apelul din **2011**, la valoarea de **47,82 milioane de lei** la apelul din anul **2014**.

Valoarea plăților din fonduri nerambursabile (FEDR + Budegetul de stat) efectuate până la **31.12.2016**, pentru lucrările de investiții în transportul gazelor naturale a fost de **101,42 milioane lei**, reprezentând cca. **82%** din valoarea finanțării nerambursabile aprobate de **124,45 milioane lei**, iar contribuția Transgaz SA pentru plata cheltuielilor eligibile a fost de **88,53 milioane lei**.

Din valoarea totală a proiectelor ce aveau ca obiect extinderea și modernizarea rețelelor de transport, SNTGN Transgaz SA a finalizat integral, în perioada 2015-2016, **2 proiecte majore** în valoare de 292,29 milioane lei, reprezentând **33%** din valoarea totală a proiectelor de investiții finanțate în cadrul acestei scheme de sprijin.

A.2) Sub-operațiunea de distribuție

Beneficiarii schemei de sprijin au fost operatorii economici care dețin în proprietate/utilizează rețelele de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale.

Bugetul total estimat alocat schemei a fost de **28.400.000 euro**, din care **88%** au reprezentat fonduri europene nerambursabile, asigurate prin Fondul european de dezvoltare regională, iar diferența de **22%** au reprezentat-o fondurile de cofinanțare publică asigurate de la bugetul de stat.

Evaluarea nivelului de implementare a proiectelor din domeniul gazelor naturale

În perioada **2012-2013** au fost încheiate **34 contracte de finanțare**, cu o valoare totală a proiectelor de investiții de **603,80 milioane lei**, având ca obiect **extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție** a energiei electrice și gazelor naturale, din care, **6 contracte de finanțare derulate în domeniul gazelor naturale (18% din total contracte)**, cu o valoare totală a proiectelor investiționale de **247,27 milioane lei**.

Din cele **6 proiecte aprobate**, doar **5 proiecte**, în valoare totală aprobată de **238,21 milioane lei** (din care: finanțare nerambursabilă în valoare de **58,31 milioane de lei**), s-au derulat în perioada auditată, iar **1 proiect** a fost **reziliat**, la solicitarea beneficiarului, motivându-se incertitudinea proiectului.

✎ S-a remarcat un nivel ridicat al proiectelor finalizate, respectiv de **83,3%**, raportat la complexitatea și volumul proiectelor derulate, în condițiile în care termenul limită de implementare a fost data de **30.06.2016**.

✎ Astfel, din perspectiva nevoilor de dezvoltare și de finanțare a investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție ale operatorilor economici în domeniul gazelor naturale, valoarea celor **6 proiecte** pentru care s-au încheiat contracte în cadrul acestui program operațional reprezintă **40%** din valoarea totală a proiectelor de investiții de **603,80 milioane lei**, din acestea, **5 proiecte** în valoare totală aprobată de **238,21 milioane lei**, reprezentând **96%** din valoarea totală a proiectelor aprobate, au fost derulate în perioada auditată.

Valoarea plăților din fonduri nerambursabile (FEDR + Bugetul de stat) efectuate până la data de **31.12.2016**, pentru lucrările de investiții în extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție gaze naturale a fost de **33,41 milioane lei**, în timp ce contribuția celor 5 entități pentru plata cheltuielilor eligibile a fost de **54,44 milioane lei**.

Indicatorul de realizare, stabilit în anul 2007 la nivel de program (POSCCE 2007-2013) pentru sub-operațiunea distribuție gaze naturale, a fost "*Lungimea de rețea de distribuție extinsă/ modernizată sector gaze naturale (km)*" având ținta de **150 km** pentru anul 2015.

Totodată, a fost stabilit și un *indicator de rezultat* respectiv: "*Reducerea pierderilor tehnologice în rețeaua de distribuție - sector energie electrică și gaze naturale (%)*", cu țintă **2-3%** pentru toate proiectele din cadrul operațiunii de distribuție.

Valoarea indicatorului de realizare identificat la nivelul operațiunii *Sprrijinirea investițiilor în extinderea și modernizarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale* a fost de **323 km**, cu cca **215%** mai mult decât ținta de **150 km** stabilită în *Program*.

B) Domeniul major de intervenție - Diversificarea rețelelor de interconectare în vederea creșterii securității furnizării energiei

În cadrul acestui **Domeniu major de intervenție** s-a derulat operațiunea "*Sprrijinirea investițiilor pentru interconectarea rețelelor naționale de transport al energiei electrice și gazelor naturale cu rețelele europene.*"

✎ Din perspectiva nevoilor de dezvoltare și de finanțare a investițiilor pentru interconectarea rețelelor naționale de transport cu rețelele europene, până la termenul limită de depunere a cererilor de finanțare (**14.06.2013**), **nu a fost depus** niciun proiect investițional.

2. Planul Național de Reformă (PNR) – obiective de realizat în sectorul gazelor naturale

Programul Național de Reformă (PNR) constituie platforma-cadru pentru definirea reformelor și a priorităților de dezvoltare economică a României în concordanță cu Strategia Europa 2020 și cu documentele rezultate.

PNR a fost elaborat sub coordonarea Departamentului pentru Afaceri Europene din cadrul Guvernului României, pe baza contribuțiilor ministerelor și instituțiilor componente ale Grupului de lucru pentru Strategia Europa 2020.

✎ În perioada **2012-2016**, au fost elaborate **4 Programe Naționale de Reformă (PNR)**, respectiv **PNR 2011-2013, PNR 2014, PNR 2015, PNR 2016**.

În anul **2013**, a fost elaborat un Plan de acțiuni pentru implementarea recomandărilor specifice de țară 2013 (recomandări formulate de UE/FMI), acest plan fiind preluat și în **PNR 2014**.

Una din recomandările specifice de țară (RST8) se referă la „*Promovarea concurenței și eficienței în industriile de rețea și continuarea reformei guvernantei corporative în cadrul întreprinderilor deținute de stat din sectoarele energiei și transporturilor*”, vizând printre altele **2 acțiuni**, respectiv:

A) Acțiunea “Implementarea fluxurilor fizice reversibile la interconectările de gaze” urmărea creșterea siguranței în aprovizionare pentru consumatorii din România și Bulgaria, având în vedere că aceștia sunt direct afectați de sistările temporare ale importurilor de gaze din Federația Rusă, urmărindu-se:

A1) Conducta de interconectare Siliștea - Negru Vodă – Isaccea (realizarea unui sistem de curgere reversibilă pe conducta Dn1000, Tranzit I Bulgaria, la Stația de măsurare a gazelor naturale (SMG) Negru Vodă), fiind urmărite următoarele etape în cadrul proiectului:

- achiziția de materiale și de echipamente și **realizarea lucrărilor la SMG de la Isaccea** pentru realizarea legăturii dintre Conducta Dn1000 Isaccea – Siliștea și Conducta Dn1000, Tranzit I Bulgaria, precum și a unui sistem de filtrare și măsurare la SMG Isaccea;

- achiziționarea de materiale, de echipamente și **realizarea lucrărilor la SMG de la Negru Vodă**;

- achiziționarea de materiale și de echipamente și **realizarea lucrărilor la Stația de comprimare Siliștea**;

- realizarea inspecțiilor, recepției și punerea în funcțiune.

Deși proiectul a fost **implementat parțial**, prin lucrările finalizate și recepționate la SMG Negru Vodă, obiectivul principal al *acțiunii*, respectiv implementarea fluxului invers între România și Bulgaria pe conducta de tranzit care traversează România spre Bulgaria **a fost realizat**.

A2) Conducta de interconectare Giurgiu – Ruse (construirea unei stații de comprimare la Podișoru)

Stația de comprimare la Podișoru face parte din Proiectul *Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria (BRUA)* care constă în construirea unei conducte noi de transport gaze care va conecta Nodul Tehnologic Podișor cu Stația de Măsurare Gaze (SMG) Horia pe direcția **Podișor-Corbu - Hurezani - Hațeg - Recaș - Horia**.

Proiectele de investiții prioritare, prevăzute în PNR în cadrul acestei acțiuni, **nu au fost realizate integral**, sectorul gazelor naturale confruntându-se, pe de o parte, cu o nevoie stringentă de finanțare, în vederea realizării proiectelor de investiții, iar pe de altă parte, caracterizându-se printr-o inerție mare, cu o diferență de timp între decizie și realizare în practică.

B) Acțiunea “Finalizarea interconectărilor de gaze ale României cu Bulgaria și Republica Moldova”, urmărindu-se:

B1) Interconectarea România – Bulgaria

B2) Interconectarea România – Republica Moldova (realizarea conductei de transport de gaze Ungheni – Iași)

✎ **Proiectele de investiții prioritare** prevăzute în PNR, referitoare la finalizarea interconectărilor de gaze ale României cu Bulgaria și Republica Moldova, au fost realizate, valoarea obiectivelor fiind de 178,77 milioane lei.

3. Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020 – obiective de realizat în sectorul gazelor naturale

Prin Hotărârea Guvernului nr. 1069/05.09.2007 s-a aprobat **Strategia energetică a României** pentru perioada 2007-2020, având ca obiectiv general: *satisfacerea necesarului de energie atât în prezent, cât și pe termen mediu și lung, la un preț cât mai scăzut*, adecvat unei economii moderne de piață și unui standard de viață civilizat, *în condiții de calitate, siguranță în alimentare*, cu respectarea principiilor dezvoltării durabile.

În ceea ce privește urmărirea realizării obiectivelor stabilite prin *Strategia energetică a României*, atribuții în acest sens avea compartimentul de specialitate din cadrul Ministerului Economiei și Finanțelor, potrivit prevederilor pct. 5.4.5. din Anexa la **Hotărârea Guvernului nr. 1069/05.09.2007**.

Ulterior, ca urmare a reorganizării, **instituțiile din cadrul administrației publice centrale care au avut atribuții în aplicarea strategiei în domeniul gazelor naturale și care, implicit, trebuiau să urmărească îndeplinirea obiectivelor stabilite, sunt:**

- în perioada ianuarie 2010 – februarie 2013, **Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 1634/2009**;

- în perioada februarie 2013 – iulie 2013, **Ministerul Economiei**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 47/2013**;

- în perioada iulie 2013 – decembrie 2014, **Departamentul pentru Energie**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 429/2013**;

- în perioada ianuarie 2015 – decembrie 2015, **Ministerul Energiei Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri (MEIMMA)**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 42/2015**;

- în perioada ianuarie 2016 – prezent, **Ministerul Energiei**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 980/2015**.

✎ **S-a remarcat faptul că, instituțiile din cadrul administrației publice centrale** (Ministerul Economiei, Ministerul Energiei), care au avut atribuții în aplicarea strategiei energetice în sectorul gazelor naturale, **nu au publicat informații și date referitoare la îndeplinirea obiectivelor stabilite prin Strategia energetică**, nerealizându-se astfel o **monitorizare eficientă a stadiului** în care a fost efectuată implementarea acestor obiective. Acest fapt a condus la situația în care, **multe din informațiile furnizate** echipei de audit, referitoare la îndeplinirea obiectivelor stabilite în Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020, **au fost obținute în perioada efectuării auditului** de către Ministerul Energiei, în urma unor solicitări adresate operatorilor economici din sectorul gazelor naturale.

Principalele obiective strategice stabilite în vederea realizării obiectivului general care vizează *sectorul gazelor naturale* din România, sunt următoarele:

- **Siguranța energetică**, care se concretizează în:
 - *creșterea siguranței energetice prin asigurarea necesarului de gaze naturale și limitarea dependenței de gaze naturale de import*;

- diversificarea surselor de import a gazelor naturale și a rutelor de transport al acestora;
- creșterea nivelului de adecvanță a rețelelor naționale de transport a gazelor naturale;
- protecția infrastructurii critice.
- **Dezvoltare durabilă**, care se concretizează în:
 - **stimularea investițiilor** în îmbunătățirea eficienței energetice pe întregul lanț resurse-producție-transport-distribuție-consum;
 - promovarea utilizării biocombustibililor lichizi, biogazului;
 - susținerea activităților de cercetare-dezvoltare și diseminare a rezultatelor cercetărilor aplicabile în domeniul energetic;
 - reducerea impactului negativ al sectorului energetic asupra mediului înconjurător prin utilizarea tehnologiilor curate;
 - **utilizarea rațională și eficientă a resurselor gazelor naturale.**
- **Competitivitate**, care se concretizează în:
 - dezvoltarea piețelor concurențiale de gaze naturale;
 - liberalizarea tranzitului de gaze naturale și asigurarea accesului permanent și nediscriminatoriu al participanților la piață, la rețelele de transport, distribuție și interconexiunile internaționale.

Totodată, în cadrul *Strategiei energetice*, în sectorul gazelor naturale, au fost stabilite mai multe **măsuri specifice care să conducă la:**

- intensificarea cercetării geologice în scopul descoperirii de noi rezerve de țiței și gaze naturale;
- reabilitarea și dispecerizarea sistemelor de transport prin conducte a gazelor naturale și țițeiului, implementarea sistemului de comandă și achiziție date în timp real (SCADA);
- creșterea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, prin diversificarea surselor de aprovizionare din import și dezvoltarea unor noi interconectări cu sistemele de transport ale țărilor vecine;
- creșterea capacității de transport pentru gazele extrase din platoul continental al Mării Negre;
- promovarea proiectelor de interconectare transfrontaliere: proiectul Nabucco (tranzitul gazelor naturale din zona Mării Caspice spre Europa de Vest, prin România), interconectarea cu sistemul din Ungaria în zona Arad-Szeged, cu sistemul din Ucraina în zona Siret-Cernăuți, cu sistemul din Bulgaria în zona Giurgiu-Ruse și proiectul PEOP (conducta de transport țiței Constanța-Trieste);
- perfecționarea regulilor privind schimburile transfrontaliere de gaze naturale;
- creșterea capacităților de înmagazinare subterană a gazelor naturale, pentru preluarea vârfurilor de consum pe perioada sezonului rece, precum și pentru creșterea gradului de siguranță a alimentării cu gaze a consumatorilor;
- dezvoltarea sistemului național de transport, a rețelelor de distribuție gaze naturale și creșterea siguranței în aprovizionare și exploatare;
- îmbunătățirea cadrului legislativ prin modificarea și completarea Legii gazelor nr. 351/2004 și Legii nr. 213/1998 privind proprietatea publică și regimul juridic al acesteia;
- întărirea capacității instituționale a autorității de reglementare și elaborarea legislației secundare corespunzătoare pieței de gaze naturale și a serviciilor de echilibrare reziduală;
- corelarea mecanismelor pieței angro de gaze naturale cu cele ale pieței angro de energie electrică în privința considerării dezechilibrelor;

- organizarea operatorului pieței de gaze naturale și a serviciilor de echilibrare reziduală;
- creșterea calității gazelor naturale furnizate din producția internă și asigurarea continuității în alimentare.

În luarea acestor măsuri s-a avut în vedere **starea tehnică a instalațiilor în anul 2007**, caracterizată astfel:

- circa **69% din lungimea totală** a Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale **avea depășită durata normată de funcționare;**

- aproximativ **27% din totalul stațiilor** de reglare și măsurare **erau în funcțiune de peste 25 ani;**

- circa **40% din rețelele de distribuție a gazelor** naturale sunt caracterizate prin **gradul ridicat de uzură a conductelor și bransamentelor, având durata normată de funcționare depășită;**

- o dezvoltare permanentă a **capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale**, astfel că, față de anul 2000, când s-au înmagazinat 1.340 milioane mc, în anul 2006, în cele 8 depozite existente a fost înmagazinată cantitatea de 3.775 milioane mc (din care volum util 2.988 milioane mc și 787 milioane mc stoc inactiv - perna de gaze).

În cadrul *Strategiei energetice a României*, pentru realizarea acestor măsuri, a fost prevăzut un **necesar de investiții** în cuantum de **1.764 milioane euro, reprezentând:**

- Lucrări de cercetare geologică pentru descoperirea de noi rezerve;
- Foraj de explorare și punere în producție de noi sonde;
- Creșterea capacității de înmagazinare subterană;
- Reabilitarea Sistemului național de transport gaze naturale (SNT);
- Realizarea de noi interconexiuni în transportul gazelor naturale;
- Dezvoltarea activității de tranzit și transport interstatal al gazelor naturale pe teritoriul României,
- Reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor.

Deși au trecut peste **10 ani** de la data aprobării *Strategiei energetice a României* prin Hotărârea Guvernului 1069/05.09.2007, act normativ prin care au fost prevăzute investiții în sectorul gazelor naturale în cuantum de **1.764 milioane euro**, până la sfârșitul anului **2016, multe din proiecte nu au fost realizate și puse în funcțiune, unele dintre acestea nefiind demarate sau fiind în stadiul de proiect.**

Referitor la realizarea obiectivelor stabilite în *Strategia energetică a României 2007-2020*, s-au remarcat următoarele:

A) Execuția de lucrări de cercetare geologică/ foraje de explorare

■ În ceea ce privește execuția de lucrări de cercetare geologică pentru descoperirea de noi rezerve (circa 270 milioane euro), față de cantitățile stabilite prin această Strategie (realizarea a circa 10 km de prospecțiuni seismice și circa 50 km foraj de cercetare geologică până în anul 2010), în perioada **2012-2014, SNGN Romgaz SA Mediaș** a executat 4.710 km² de prospecțiuni seismice 3D și 1000 km prospecțiuni seismice 2D, în valoare totală de 412,5 milioane lei (92,7 milioane euro).

De asemenea, în perioada **2012-2016**, **OMV Petrom** a executat 3383 km² de prospecțiuni seismice 3D și 1880 km prospecțiuni seismice 2D, în valoare totală de 463,69 milioane lei (104,2 milioane euro).

■ În ceea ce privește execuția de lucrări de explorare prin foraj și punere în producție de noi sonde (circa 160 milioane euro), în perioada **2012-2016**:

- **SNGN Romgaz SA Mediaș** a executat lucrări de foraj la un număr de **81 sonde**, pentru care a efectuat cheltuieli în sumă de **1.011 milioane lei** (aproximativ **227,7 milioane euro**), în urma lucrărilor executate fiind puse în funcțiune **47 sonde noi**.

- **OMV Petrom** a executat lucrări de foraj la un număr de **32 sonde**, pentru care a efectuat cheltuieli în sumă de **314,48 milioane euro**, în urma lucrărilor executate, la **9 sonde au fost descoperite noi rezerve de țiței și gaze naturale**.

🔗 Cea mai mare descoperire de hidrocarburi din ultimii 30 de ani a fost realizată în luna iunie 2016 de Romgaz SA, în structura Caragele, testele de producție finalizate la 2 sonde de explorare confirmând acumulări de resurse contingente estimate la **25-27 miliarde m.c.** O altă descoperire importantă s-a realizat în Marea Neagră, în perimetrul Trident, în luna octombrie 2015, rezervele putând depăși **30 miliarde m.c.**, în condițiile în care, la nivelul anului 2016, consumul intern de gaze naturale a fost de cca **11 miliarde m.c.**

B) Execuția de lucrări în vederea creșterii capacității de înmagazinare subterană

Pentru a veni în întâmpinarea viitoarelor evoluții ale pieței de gaze și realizarea echilibrului surse-cerere, din punct de vedere al înmagazinării subterane, s-a avut în vedere:

- **dezvoltarea actualelor depozite** sub aspectul creșterii capacității de înmagazinare și a cantităților zilnice care urmează a fi extrase;

- **creșterea performanțelor și flexibilitatea operațională** în depozitele existente;

- **identificarea de noi zăcăminte capabile** să îndeplinească rolul de depozit de înmagazinare.

🔗 În ceea ce privește **capacitatea de înmagazinare subterană**, SNGN ROMGAZ SA – Sucursala Ploiești exploatează un număr de **șase depozite de înmagazinare** la care în perioada **2012 – 2016** au fost efectuate lucrări de investiții în valoare de **816,2 milioane lei**.

🔗 Din punct de vedere al **performanțelor operaționale** înregistrate în funcționarea depozitelor de înmagazinare, s-a remarcat o **creștere a capacității de înmagazinare a gazelor naturale** în depozitele SNGN Romgaz SA, cu cca. **13%** (320 mil. mc) în anul **2017**, față de anul **2007** (anul în care a fost elaborată Strategia energetică a României 2007-2020) și o creștere cu cca. **42%** (9,4 mil. mc/zi) a debitului de injecție/extracție/zi gaze naturale în aceste depozite.

C) Execuția de lucrări privind reabilitarea Sistemului național de transport gaze naturale

În **Strategia energetică 2007-2020**, s-au prevăzut o serie de obiective care să conducă la reabilitarea și modernizarea **Sistemului național de transport gaze naturale**.

■ **Analizând acțiunile întreprinse pentru atingerea acestor obiective s-a remarcat faptul că, țintele stabilite în Strategia 2007-2020, nu au fost atinse, astfel:**

- până la finele anului **2016** s-au reabilitat **1.343 km** de conducte de transport gaze naturale;

- dacă până în anul **2013** era prevăzută **înlocuirea a 225 km conducte și reabilitarea a 12 stații de comprimare**, până la finele anului **2016**, aceste lucrări nu au fost finalizate;

- până la finele anului **2016** au fost reabilitate **39** stații de protecție catodică gaze naturale, ceea ce reprezintă cca. **4,55%** din ținta stabilită în Strategie până în **2017 (857** stații);
- până la finele anului **2016** au fost reabilitate **4** stații de reglare măsurare a gazelor naturale, ceea ce reprezintă cca. **1,59%** din ținta stabilită în Strategie până în **2015 (252** stații);
- până la finele anului **2016** au fost reabilitate **3** noduri tehnologice de transport gaze naturale, ceea ce reprezintă cca. **13,05%** din ținta stabilită în Strategie (**23** noduri tehnologice).

Totodată, în ceea ce privește **elaborarea unui studiu de fezabilitate privind realizarea unui terminal de GNL la Marea Neagră**, România s-a implicat în realizarea primului proiect de transport de gaze naturale lichefiate (GNL) din Marea Neagră, respectiv proiectul **AGRI (Azerbaijan–Georgia–Romania Interconnector)**.

✍ Studiu de fezabilitate al proiectului **AGRI** a fost finalizat **însă**, deși a fost încheiat și adoptat **Memorandumul de înțelegere privind cooperarea în domeniul GNL și al transportului acestora**, încheiat între Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri din România, Ministerul Industriei și Energiei din Republica Azerbaidjan și Ministerul Energiei din Georgia, semnat la București la 13 aprilie 2010 și aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 822/2010, **șansele de materializare ale acestui proiect** depind de foarte mulți factori, **neexistând o garanție reală** din partea Azerbaidjanului, care ar trebui să se constituie în principalul furnizor al volumelor de gaze necesare.

D) Execuția de lucrări în vederea realizării de noi interconexiuni în transportul gazelor naturale

În Strategia energetică 2007-2020, s-a prevăzut continuarea sau realizarea de noi interconexiuni în transportul de gaze naturale (**Ruse-Giurgiu, Szeged – Arad**, un nou punct de import în zona localității **Negru Vodă**, noi interconectări cu **Ucraina și Moldova**).

■ **Analizând acțiunile întreprinse pentru atingerea acestor obiective s-a remarcat faptul că țintele stabilite în Strategia 2007-2020 au fost atinse**, respectiv:

- s-a realizat conducta de interconectare România-Bulgaria (Ruse-Giurgiu), cu o lungime realizată de 8,8 Km, conducta de transport gaze Nădlac-Arad, cu o lungime realizată de 25,34 Km și Stația de măsurare Negru Vodă IV.

- în ceea ce privește interconectarea sistemelor de transport gaze naturale între **România și Ucraina**, zona Siret, în anul 2018 era în **curs de elaborare Studiul de Prefezabilitate**;

- în ceea ce privește interconectarea sistemelor de transport gaze naturale între **România și Ungaria**, s-a remarcat finalizarea conductei **Szeged (Ungaria) - Arad (România)**, care a fost pusă în **funcțiune** în luna iulie 2010 (sensul de curgere este din Ungaria către România). Condițiile tehnice, care să permită un flux de gaze bidirecțional pe **interconectarea Romania-Ungaria**, se vor realiza prin **proiectul “Conductă de gaze din Bulgaria în Austria, via România și Ungaria”**, respectiv prin proiectul SNTGN Transgaz SA, “Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului de Transport Gaze Naturale pe Culoarul Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria” (denumit și proiectul **BRUA**);

- în ceea ce privește interconectarea dintre **Romania și Republica Moldova** – proiectul face parte din lista celor identificate în cadrul exercițiului de consolidare a cooperării regionale, România susținând integrarea Republicii Moldova în piața de energie comunitară;

- în ceea ce privește **crearea unui depozit de înmagazinare subterană la Mărgineni**, cu o capacitate de cca. 200 mil.mc/ciclu, acesta nu mai este un obiectiv al Transgaz, ca urmare a necesității separării activităților de producție, transport și distribuție gaze naturale, în conformitate cu cerințele europene prevăzute în Directiva UE 73/2009 și Regulamentul 715/2009.

Referitor la creșterea capacității de transport a gazelor din import, s-au remarcat următoarele proiecte, respectiv:

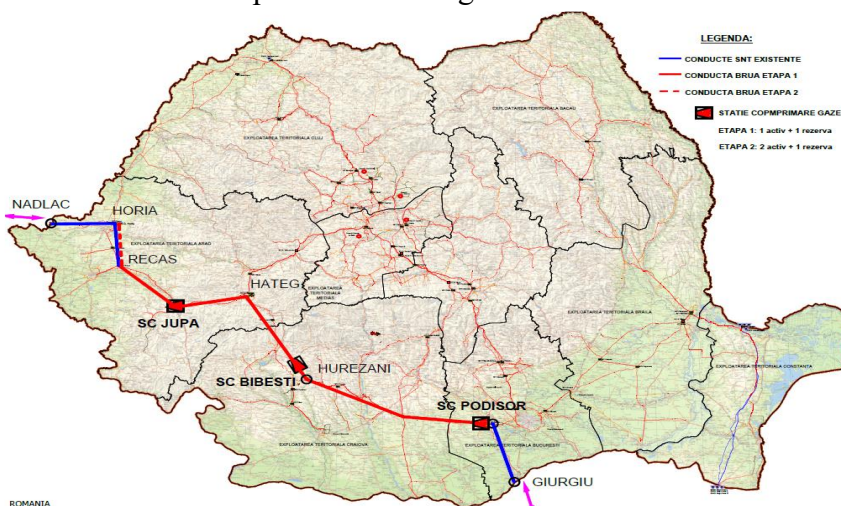
1) **Proiectul BRUA** (coridorul **Bulgaria-Romania-Ungaria-Austria - BRUA**)

Acest proiect constă în construirea unei conducte noi de transport gaze care va conecta Nodul Tehnologic Podișor cu Stația de Măsurare Gaze (SMG) Horia, pe direcția **Podișor - Corbu - Hurezani - Hațeg - Recaş - Horia**.

Proiectul BRUA vizează dezvoltarea capacităților de transport între interconectările dintre Sistemul Național de Transport Gaze Naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, fiind inclus în lista proiectelor de interes comun (PCI), adoptată de Comisia Europeană (CE) în noiembrie 2015.

Proiectul BRUA va permite în viitor interconectarea cu conductele care vor avea ca surse potențiale de alimentare gazele lichefiate de la țărmul Mării Negre (Proiectul AGRI) și gazele din Marea Neagră.

Traseul conductei BRUA este prezentat în imaginea următoare:



Prevăzut a fi dezvoltat **în două etape**, la care se adaugă **preconizata conectare a posibilelor volume de gaze naturale ce vor fi produse prin exploatarea rezervelor off-shore ale României din Marea Neagră**, proiectul necesită investiții de aproximativ **813 milioane euro**, având ca termen de punere în **funcțiune anul 2019**.

În cadrul primelor două etape, prin care se realizează, practic, conexiunea interconectărilor RO-BG și RO-HU, se vor construi **3 stații de comprimare** și o **conducta nouă**, necesarul de investiții fiind de **cca. 550 milioane euro**.

În data de **19 ianuarie 2016**, Comitetul de Coordonare CEF-Energie (Connecting Europe Facility - Energy), din cadrul Comisiei Europene, a aprobat finanțarea cu suma de **179 milioane euro** a lucrărilor ce urmează să fie efectuate de SNTGN Transgaz SA la sistemul național de transport, suma reprezentând **40% din totalul cheltuielilor eligibile**, solicitate în cadrul aplicației pentru implementarea proiectului BRUA Faza I.

Crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele offshore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune, va necesita un efort investițional de **262 milioane euro**, necesar realizării unei noi conducte de transport gaze naturale, în lungime de **285 km**, pe traseul Marea Neagră-Podișor.

BRUA – Faza I, cu o valoare a investiției de 478,6 milioane euro, constă în realizarea următoarelor obiective:

- conducta Podișor- Recaș, în lungime de 479 km;
- realizarea a 3 stații de comprimare gaze (Podișor, Bibești și Jupa);
- implementarea proiectului are ca scop asigurarea capacității de transport spre Ungaria de 1,75 mld. SMc/an, respectiv de 1,5 mld. SMc/an spre Bulgaria.

Proiectul BRUA – Faza I a fost propus să primească un grant în valoare de **179,3 milioane euro**, iar în septembrie 2016 a fost semnat contractul de finanțare, iar pentru proiectarea stațiilor de comprimare s-a acordat un grant în valoare de **1,52 milioane euro**.

Totdată, pentru realizarea proiectului, s-a încheiat în octombrie 2017 **contractul de împrumut cu Banca Europeană de Investiții pentru suma de 50 milioane euro**, iar ulterior, consiliul BERD a aprobat la finanțare proiectul în decembrie 2017, iar în februarie 2018 a fost semnat între **Transgaz SA și BERD, contractul de împrumut în valoare de 278 milioane lei**.

În ceea ce privește stadiul proiectului BRUA – Faza I:

- pentru asigurarea implementării proiectului BRUA, în luna octombrie 2016 a fost înființată în cadrul SNTGN Transgaz SA, Unitatea de Management de Proiect BRUA;

- au fost finalizate studiile de fezabilitate și fezabilitate;

- în luna februarie 2017 a fost obținută, conform prevederilor Legii nr.185/2016, Autorizația de Construcție nr. 1/24.02.2017, eliberată de către Ministerul Energiei.

- au fost executate lucrări în vederea implementării proiectului, până la sfârșitul anului 2018, în valoare de **77,09 milioane euro**, data estimată de finalizare (faza I) fiind stabilită pentru decembrie 2019.

BRUA – Faza II, cu o valoare a investiției de 68,8 milioane euro, constă în realizarea următoarelor obiective:

- conducta Recaș – Horia, în lungime de 50 km;
- amplificarea stațiilor de comprimare (Podișor, Bibești și Jupa);
- amplificarea stației de măsurare SMG Horia.

În ceea ce privește stadiul proiectului BRUA – Faza II (2018):

- au fost finalizate studiile de fezabilitate și fezabilitate;

- a fost obținut Acordul de mediu și finalizat Proiectul tehnic și documentațiile tehnice pentru obținerea autorizațiilor de construire, data estimată de finalizare fiind stabilită pentru anul 2022.

2.) Proiectul “Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului sudic pentru preluarea gazelor din Marea Neagră - PCI 6.24.8 (Tărnul Mării Negre – Podișor pentru preluarea gazelor de la Marea Neagră)”

SNTGN Transgaz SA a inclus acest proiect în Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport pentru perioada **2017-2026**. Totodată acest proiect se află în a doua listă europeană a proiectelor de interes comun **PCI 6.24.8**, listă lansată în **anul 2015**.

Proiectul presupune realizarea următoarelor obiective:

- **crearea unei legături** între punctul de ieșire din Marea Neagră pentru **transportul gazelor naturale din exploatarea off-shore și nodul tehnologic Podișor**, ulterior prin „Conducta de gaze din

Bulgaria în Austria, via România și Ungaria” (BRUA) gazele naturale din Marea Neagră pot fi transportate spre piețele europene;

- **o conductă nouă Tuzla - Podișor**, în lungime de aproximativ 308,4 km, cu diametru variabil, care să facă legătura între țărmul Mării Negre și coridorul BRUA,

În ceea ce privește stadiul de realizare, s-a remarcat faptul că studiile de fezabilitate și fezabilitate au fost finalizate, s-a obținut Acordul de Mediu și a fost obținută Autorizația de construire, data estimată de finalizare fiind stabilită pentru anul 2021.

Proiectele de investiții fac parte din **proiectele majore de investiții** incluse de SNTGN Transgaz SA în *Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2018 – 2027*, prin acest plan aprobat de ANRE prin **Decizia nr. 1954/2018**, fiind propuse și asumate **proiecte în valoare de 1,9 miliarde euro**, pentru **dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale** din România, urmărind totodată și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

E) Dezvoltarea activității de tranzit și transport interstatal al gazelor naturale pe teritoriul României

În vederea dezvoltării pe teritoriul României a activității de tranzit și transport interstatal a gazelor naturale, **au fost realizate următoarele obiective**, prevăzute în Strategia energetică 2007-2020, pentru perioada 2007-2013:

Denumire obiectiv	Realizat în perioada 2007-2011		Realizat în perioada 2012-2016	
	km/buc	mil.lei	km/buc	mil. lei
Sistem automat de colectare, dispecerizare – SCADA	1	20,697	1	120,387
- Noduri tehnologice	-	-	38	141,114

Referitor la acțiunile pe termen lung, pentru dezvoltarea infrastructurii necesare tranzitului și transportului interstatal de gaze naturale, care prevedeau realizarea pe teritoriul României a unor capacități de tranzit integrate în coridorul de transport a gazelor din regiunea Mării Caspice spre vestul Europei, România s-a implicat în materializarea unor proiecte energetice importante pentru Europa Centrală și de Sud-Est, printre care și **gazoductul Nabucco**, considerat principalul element al Coridorului Sudic de Gaze.

Proiectul Nabucco viza realizarea unui gazoduct pe traseul **Turcia – Bulgaria – România – Ungaria – Austria**, lungimea totală a conductei a fost stabilită la 3.282 km, din care 457 km pe teritoriul României, iar construcția conductei urma a se realiza în intervalul 2008-2011. Se preconiza ca volumul de gaze ce urma a fi transportat în anul 2011 să fie de 8 miliarde mc, cu o creștere liniară până la 25,5 miliarde mc în anul 2030. Potențialul de import al României din această sursă a fost apreciat la 2-5 miliarde mc/an.

Comisia Europeană a alocat proiectului Nabucco suma de **200 milioane euro** în cadrul **Programului de relansare economică** la nivel UE, cu toate că decizia Consorțiului Shah Deniz de a

utiliza alternativa oferita de proiectul Trans-Adriatic Pipeline (TAP), în favoarea Nabucco, a condus la reconsiderarea strategiei regionale din zona României (anunțul oficial efectuat în data de 28 iunie 2013 de către Consorțiul Shah Deniz privind neselectarea proiectului Nabucco ca și traseu preferat pentru transportul gazelor din zăcămintul Shah Deniz etapa a II-a spre Europa).

F) Reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor

În Strategia energetică 2007-2020 s-a prevăzut:

- înlocuirea conductelor și a bransamentelor cu durată de viață expirată - circa 500 km/an;
- dezvoltarea/extinderea rețelelor de distribuție;
- înființarea de distribuții locale noi;
- modernizarea instalațiilor și echipamentelor din dotare.

În ceea ce privește stadiul realizării acestor obiective, în perioada auditată, **s-au remarcat investițiile realizate** de principalii operatori de distribuție gaze naturale (**Distrigaz Sud Rețele – Engie și Delgaz**) în valoare de **1,5 miliarde lei** care **au constat în principal în: efectuarea de înlocuiri de conducte și bransamente** în valoare de **952,60 milioane lei, reprezentând 63,45% din totalul investițiilor, înlocuiri de contori** în valoare de **314,85 milioane lei (20,97%)**, precum și **reabilitări/modernizări** de stații și posturi de reglare măsurare în valoare de **93,62 milioane lei (6,23%)**.

■ **Analizând acțiunile întreprinse pentru atingerea acestor obiective, pe operatori, s-au remarcat următoarele:**

Valoarea totală a investițiilor (inclusiv modernizare instalații și echipamente) realizate de societatea **Distrigaz Sud Rețele – Engie**, în perioada **2007-2011**, a fost de **1.024,32 milioane lei**, iar în perioada **2012-2016** a fost de **874,54 milioane lei**.

✎ **Principalele investiții realizate în perioada 2007-2011 de către Distrigaz Sud Rețele- Engie, au constat în principal în: înlocuiri de conducte și bransamente** în valoare de **619,84 milioane lei, reprezentând 60,52% din totalul investițiilor; înlocuiri de contori** în valoare de **130,04 milioane lei (12,70%); concesiuni noi de gaze** în valoare de **97,07 milioane lei (9,48%); reabilitări/modernizări de stații și posturi de reglare măsurare** în valoare **50,28 milioane lei (4,91%); extinderi de conducte** în valoare de **50,29 milioane lei (4,91%)**.

În perioada **2012-2016**, investițiile realizate de către **Distrigaz Sud Rețele - Engie** au constat **în principal în: înlocuiri de conducte și bransamente** în valoare de **566,18 milioane lei, reprezentând 64,74% din totalul investițiilor; înlocuiri de contori** în valoare de **188,37 milioane lei (21,54%); reabilitări/modernizări de stații și posturi de reglare măsurare** în valoare **43,78 milioane lei (5%)**.

Valoarea totală a investițiilor (inclusiv modernizare instalații și echipamente) realizate de societatea **Delgaz** în perioada **2007-2011** a fost de **466,15 milioane lei**, iar în perioada **2012-2016** a fost de **626,85 milioane lei**.

✎ **Principalele investiții realizate în perioada 2007-2011 de către Delgaz au constat în principal în: înlocuiri de conducte și bransamente** în valoare de **295,14 milioane lei reprezentând 63,32% din totalul investițiilor; extinderi de conducte** în valoare de **64,39 milioane lei (13,82%); echipamente tehnice** în valoare de **45,45 milioane lei (9,75%); reabilitări de stații de reglare măsurare** în valoare **19,89 milioane lei (4,27%)**.

În perioada **2012-2016**, investițiile realizate de către **Delgaz** au constat în principal în: **înlocuiri de conducte și bransamente** în valoare de **386,43 milioane lei reprezentând 61,65% din totalul investițiilor; înlocuiri de contori** în valoare de **126,48 milioane lei (20,18%); extinderi de conducte** în valoare de **23,40 milioane lei (3,74%)**.

G) Investiții propuse a fi realizate în străinătate

În Strategia energetică 2007-2020 a fost prevăzută obținerea de concesiuni și exploatare de gaze în țări cu rezerve importante, dar și participarea la proiecte internaționale privind realizarea de capacități de transport gaze naturale.

■ **Analizând acțiunile întreprinse pentru atingerea acestor obiective s-au remarcat următoarele:**

În ceea ce privește **obținerea de concesiuni și exploatare de gaze**, în anul **2008**, **SNGN Romgaz SA** a semnat:

- cu Radusa Oil&Gas SRO, Măgura Oil&Gas SRO și Dukla Oil&Gas SRO (companii deținute de către Aurelian Oil&Gas Ltd London) un **Acord de Farm-In⁴** cu privire la transferul de la Aurelian Oil & Gas către Romgaz SA a unei cote de **25%** din drepturile și obligațiile petroliere aferente licențelor pentru perimetrele Svidnik, Medzilaborce și Snina (**Slovacia**).

Până în prezent au fost realizate **studii, evaluări și analize de specialitate**, fără a se realiza forajul unei sonde, întrucât Operatorul a întâmpinat greutăți din partea comunității locale în utilizarea drumurilor de acces la locația sondelor, situație care a determinat ca acesta să-și anunțe intenția de a se retrage din Acordurile de Operare în Comun.

- cu Aurelian Oil & Gas Poland SP. Zo.o si GB Petroleum Plc un **Acord de Farm-In**, cu privire la transferul de la Aurelian și GBP către Romgaz SA a unei cote de **30%** din drepturile și obligațiile petroliere aferente licențelor acordate pentru perimetrele Cybinka și Torzym (**Polonia**).

Urmare a lucrărilor executate în perioada 2009 – 2015 și a rezultatelor nesatisfăcătoare obținute, la finele anului 2015, conducerea Romgaz **a luat decizia de retragere din activitatea desfășurată în Polonia**.

În ceea ce privește participarea la proiecte internaționale privind realizarea de capacități de transport gaze naturale, **SNTGN Transgaz SA**, are în derulare **realizarea lucrărilor la conducta de transport gaze naturale Ungheni – Chișinău**, inclusiv conectarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale din orașul Chișinău. În luna februarie 2018, **SNTGN Transgaz SA** a devenit, **indirect, acționar majoritar la Întreprinderea de Stat Vestmoldtransgaz din Republica Moldova**.

🔗 **În concluzie**, în ultimii ani, în România au existat numeroase încercări de elaborare a unor strategii energetice pe termen lung, însă instabilitatea cadrului politic și lipsa finanțării au condus, nu de puține ori, la nepunerea în practică (parțială sau totală) a unor componente ale acestor strategii în contextul socio-economic și politic creat.

⁴ Acord de Farm-In – Aranjament (contract) prin care un Operator cumpără sau dobândește un interes într-un contract de închiriere deținut de un alt Operator pe care a fost descoperit petrol sau gaz

Chiar și atunci când există o strategie energetică, implementarea este de multe ori selectivă și inconsecventă, în funcție de prioritățile factorilor de decizie. În același timp, luarea unora dintre cele mai importante decizii în domeniul securității energetice regionale este puternic dependentă de acțiunile celorlalte țări din Europa Centrală și de Est și UE. Acest lucru face chiar mai importantă nevoia de strategii naționale eficiente și proactive.

O condiție primordială și totodată esențială pentru succesul unei strategii energetice constă în elaborarea acesteia astfel încât să își mențină valabilitatea și actualitatea într-o măsură cât mai mare, indiferent de schimbările ce pot interveni după elaborarea acesteia și de regulile instituite ulterior.

4. Strategia Europeană privind uniunea energetică⁵

În data de **25 februarie 2015**, Comisia Europeană a publicat *strategia privind realizarea unei Uniuni energetice robuste*, dublată de o politică în materie de schimbări climatice orientată spre viitor. Aceasta strategie stabilește, în cinci dimensiuni de politică interconectate - securitate energetică, solidaritate și încredere, piață internă a energiei, eficiență energetică, decarbonizare a economiei și cercetare, inovare și competitivitate - **obiectivele Uniunii energetice, precum și etapele detaliate** ce se vor întreprinde pentru a atinge aceste obiective.

În luna **ieulie 2015**, un număr de **15 țări** au convenit să colaboreze pentru **accelerarea construirii legăturilor de infrastructură de gaze naturale** și să abordeze aspectele tehnice și de reglementare care încă mai afectează securitatea aprovizionării și dezvoltarea în regiune a unei piețe de energie complet integrate și competitive.

În acest context, în luna **noiembrie 2015**, Comisia Europeană a adoptat o listă de **195 de proiecte-cheie de infrastructură energetică, care vor contribui la realizarea obiectivelor energetice și climatice ale Europei** și care constituie elemente esențiale ale uniunii energetice a UE. Proiectele, cunoscute sub denumirea de **proiecte de interes comun**, vor permite o dezvoltare treptată a uniunii energetice, prin integrarea piețelor de energie din Europa și prin diversificarea surselor de energie și a rutelor de transport.

Printre proiectele de interes promovate de România se regăsesc proiecte de investiții în scopul **creșterii capacităților de înmagazinare** subterană a gazelor naturale, respectiv proiectele promovate de ROMGAZ și Depomureș:

- **UGS-N-371** - *Creșterea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale în depozitul Sărmășel*, în valoare estimată de **136.150.000 euro**, având data prognozată de punere în funcțiune în **aprilie 2024**;

- **UGS-N-366** - *Depozit nou de înmagazinare subterană a gazelor naturale în partea nord-estică a României*, în valoare estimată de **80.140.000 euro**, având data prognozată de punere în funcțiune în **aprilie 2024**;

- **UGS-N-233** - *Depozit de înmagazinare gaze naturale Depomureș*, în valoare estimată de **87 milioane euro**, iar finalizarea proiectului a fost prevăzută inițial pentru **anul 2022**.

⁵ Sursa: Raport anual privind activitatea ANRE în anul 2015

✎ Primul **raport de progres al uniunii energetice** a fost elaborat de Comisia Europeană la finele **anului 2015**, consemnându-se faptul că **trei state membre** (Bulgaria, Lituania și Portugalia) **nu atinseseră** încă standardul în materie de infrastructură prevăzut în Regulamentul privind securitatea aprovizionării cu gaze, **concluzia fiind** aceea că este nevoie **să crească numărul conexiunilor**, în special între statele baltice și Finlanda, pe de o parte, și piața de gaze din Europa Centrală, pe de alta parte, **să se amelioreze conexiunile dintre statele membre** (de exemplu Ungaria, România, Bulgaria și Grecia sau Portugalia și Spania cu Franța) și **să se asigure că toate statele membre au acces la platforme de comercializare** a gazelor lichide și pot beneficia de capacitatea în materie de gaz natural lichefiat pe care și-au dezvoltat-o sau au potențialul să și-o dezvolte diverse țări.

5. Implementarea Politicii energetice a României

Strategia energetică a României, în conformitate cu prevederile **Hotărârii Guvernului nr. 1069/05.09.2007 (pct. 5.4.5. din Anexa)**, constituie baza elaborării **Politicii energetice a României pe termen mediu și scurt**.

Politica energetică a României (art. 101 din Legea nr. 123/10.07.2012) urmărește direcțiile stabilite prin Strategia energetică și **trebuie elaborată de ministerul de resort** (în prezent Ministerul Energiei), în baza **programului de guvernare**, concretizându-se într-un **program aprobat prin hotărâre a Guvernului**.

✎ În perioada auditată **nu a fost elaborat un astfel de program** care să cuprindă direcțiile prevăzute prin *Strategia energetică a României*, cu termene de implementare a proiectelor prioritare de investiții.

În conformitate cu prevederile **art. 102 din Legea nr.123/10.07.2012**, Ministerul Energiei **elaborează politica în domeniul gazelor naturale** și asigură ducerea la îndeplinire a acesteia, având ca **atribuții principale: punerea în aplicare a măsurilor prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 994/2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului, realizarea planului național de acțiune** în cazuri de sărăcie energetică, **monitorizarea** aspectelor privind siguranța alimentării cu gaze naturale, precum și **elaborarea de studii** pe baza cărora urmează a fi stabilite prioritățile privind investițiile din sectorul gazelor naturale.

✎ **Raportat la atribuțiile Ministerului Energiei în domeniul gazelor naturale**, s-au desprins următoarele **concluzii**:

➤ Ministerul Energiei a exercitat calitatea de Autoritate Competentă în înțelesul Regulamentului (UE) nr. 994/2010, context în care a elaborat și aprobat abia în anul 2016 **Planul de acțiune pentru situații de urgență și Planul de acțiuni preventive, la 6 ani după adoptarea acestui Regulament**.

➤ Până în prezent **nu a fost elaborat un Plan național de acțiune în cazuri de sărăcie energetică**, document prin care, în conformitate cu **art. 6 lit. r din Legea nr. 123/2012**, trebuiau definite situațiile critice și clienții care nu pot fi deconectați în astfel de situații, precum și modul de recuperare a costurilor asociate, de către operatori, **pe baza unei proceduri specifice, aprobate prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ANRE**. Ministerul Energiei nu dispune de o evidență a

categoriilor de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială.

➤ În ceea ce privește **monitorizarea aspectelor privind siguranța alimentării**, Consiliul European a aprobat, la 27 iunie 2014, **propunerea Comisiei Europene de a lansa un așa-zis exercițiu de test de stres** în scopul evaluării rezistenței sistemului european de gaze pentru a face față unei perturbări grave a aprovizionării cu gaze a UE.

Concluzia acestor scenarii era aceea că, regiunea Europei de Sud-Est **este cea mai vulnerabilă**, având în vedere atât dependența față de importul de gaz din Federația Rusă, cât și față de tranzitul prin Ucraina. În cazul unei întreruperi a tranzitului, între 60% și 80% din cererea de gaze naturale a statelor din regiune nu ar putea fi acoperită, chiar și mergând pe ipoteza unei solidarități depline între statele membre ale Uniunii Europene. Există diferențe semnificative între statele din regiune când vine vorba de vulnerabilitatea față de o întrerupere a tranzitului prin Ucraina, respectiv Bulgaria și Macedonia ar fi cele mai afectate, în vreme ce **România, Grecia, Serbia, Bosnia și Ungaria ar fi afectate în mai mică măsură**.

Potrivit testelor de stres, **România ar fi fost în 2014 printre cele mai sever afectate state europene din punct de vedere al capacității de import, cu un deficit estimat de gaz natural de 1,3 miliarde mc – al treilea cel mai nefavorabil rezultat după Finlanda (2,2 miliarde mc) și Ungaria (2,1 miliarde mc)**.

➤ În ceea ce privește **elaborarea de studii pe baza cărora urmau a fi stabilite prioritățile privind investițiile din sectorul gazelor naturale**, în perioada **2012-2016, nu au fost elaborate astfel de studii** pe baza cărora să fie prioritizate investițiile din sectorul gazelor naturale.

6. Piața gazelor naturale din regiune⁶

✎ În anul **2016**, raportat la țările vecine, România se situa pe **locul 2**, după Ucraina, în ceea ce privește producția de gaze naturale (**9,9 miliarde mc**) și lungimea sistemului de transport (**13.303 Km**), totodată remarcându-se și o **dependență semnificativă a acestor state față de sursele de gaze naturale din import**.

Dacă România era țara cu **cea mai mică dependență** față de gazele naturale din import, de cca. **12,38% (1,4 mld.mc)**, din consumul total (**11,3 mld.mc**), în țări precum:

- **Republica Moldova, importul de gaze naturale a reprezentat 100%** din consumul total de 1,18 mld.mc;

- **Ungaria, importul de gaze naturale a reprezentat cca. 76,49%** (8,019 mld. mc) din consumul total de 10,483 mld.mc;

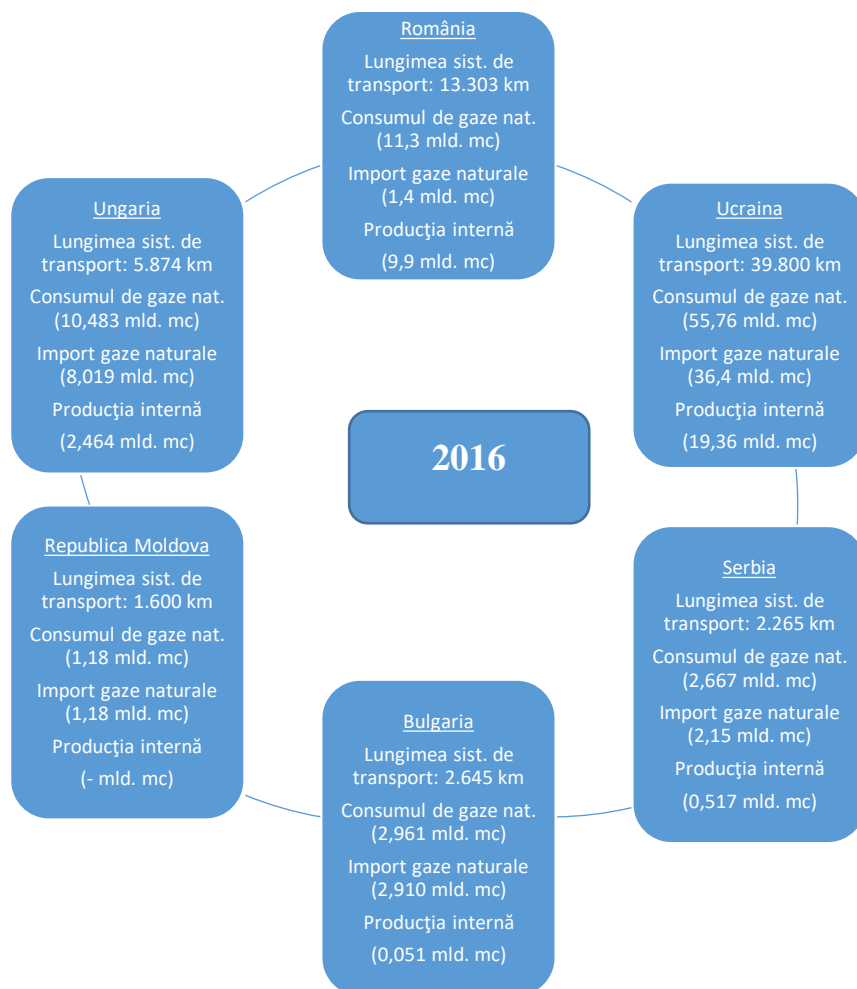
- **Bulgaria, importul de gaze naturale a reprezentat cca 98,28%** (2,910 mld. mc) din consumul total de 2,961 mld.mc;

- **Serbia, importul de gaze naturale a reprezentat cca 80,61%** (2,15 mld. mc) din consumul total de 2,667 mld.mc;

- **Ucraina, importul de gaze naturale a reprezentat cca 65,28%** (36,4 mld. mc) din consumul total de 55,76 mld.mc.

⁶ Sursa: Transgaz -Planul Național de Dezvoltare al SNT al gazelor naturale 2017-2016

Informații despre piețele de gaze naturale ale țărilor învecinate României sunt prezentate și în diagrama următoare:



Pe lângă poziția geostrategică favorabilă, adăugând în acest context, descoperirile de resurse din Marea Neagră, **România ar putea juca un rol definitoriu** în regiune, context în care infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **SNTGN Transgaz SA se află în fața unei provocări majore**: dezvoltarea, funcție de realitățile strategice naționale și internaționale, a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure extinderea sistemului la nivel național, dar și gradul de interconectivitate la nivel european, pentru valorificarea resurselor pe piața autohtonă și pe cea regională.

La nivelul anului **2014, România ocupa locul 11** la nivelul Uniunii Europene **în ceea ce privește rețeaua de conducte** de gaze naturale, **circa 53.666 de kilometri** (rețeaua de transport și rețelele de distribuție), **cu această rețea fiind în urma unor țări precum:**

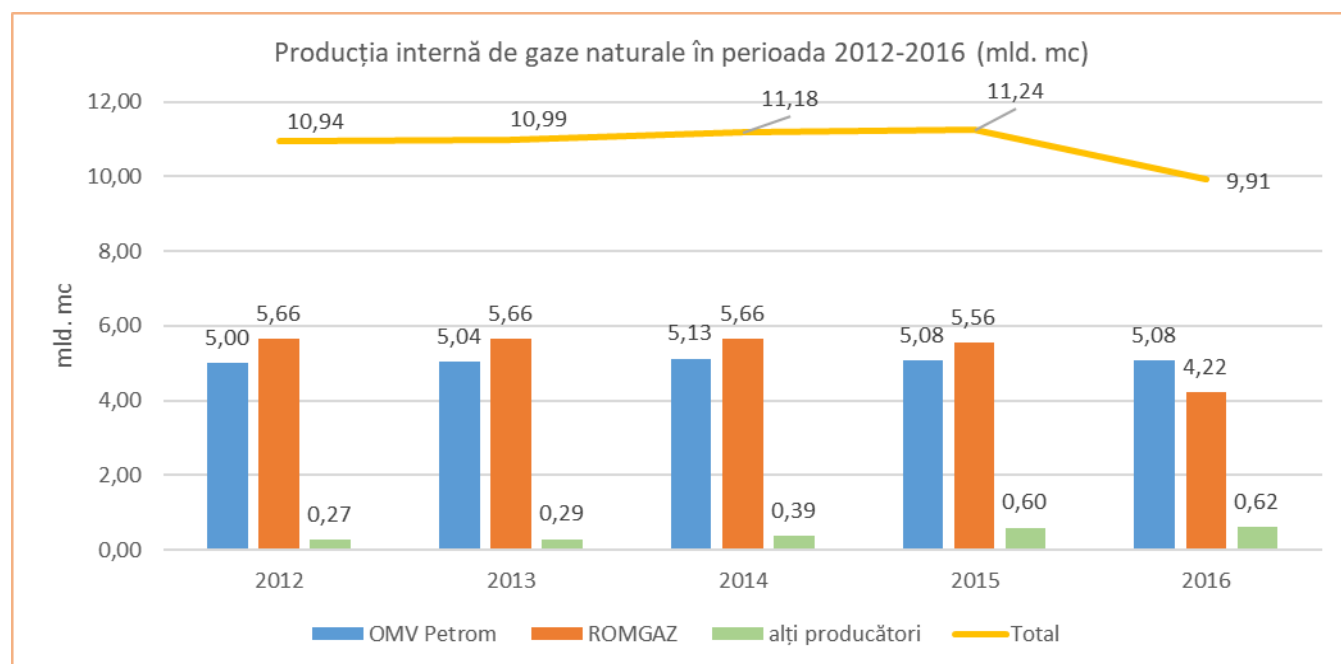
- Belgia, care deși are o suprafață (30.528 km²) **de cca. 7,8 ori mai mică** în comparație cu România (238.397 km²) are o rețea de conducte de gaze **cu cca. 39% mai vastă** (74.795 km);
- Ungaria, care deși are o suprafață (93.030 km²) **de cca. 2,6 ori mai mică** în comparație cu România (238.397 km²) are o rețea de conducte de gaze **cca. 66% mai vastă** (89.004 km);
- Cehia, care deși are o suprafață (78.866 km²) **de trei ori mai mică** în comparație cu România (238.397 km²) are o rețea de conducte de gaze **cu cca. 43% mai vastă** (76.910 km).

7. Producția de gaze naturale în România

Producătorii de gaze naturale din România dobândesc dreptul de a valorifica cantitățile de gaze naturale extrase, în baza **unor contracte de concesiune a perimetrelor de exploatare** încheiate cu *Agencia Națională de Resurse Minerale* (autoritatea competentă în acest domeniu) ca reprezentant al statului român.

În perioada **2012-2016**, producția de gaze naturale la nivel național a avut o evoluție oscilantă, înregistrând inițial o **creștere**, în perioada **2012-2015**, de la **116,49 TWh** în **2012**, la **120,30 TWh** în **2015**, după care a înregistrat o **scădere** la **106,82 TWh** în **2016**. **La realizarea acestor producții au participat un număr de 8 producători**, care au înregistrat în total **cantitatea de 579,98 TWh** (echivalentul a **54,27 mld. mc**) gaze naturale.

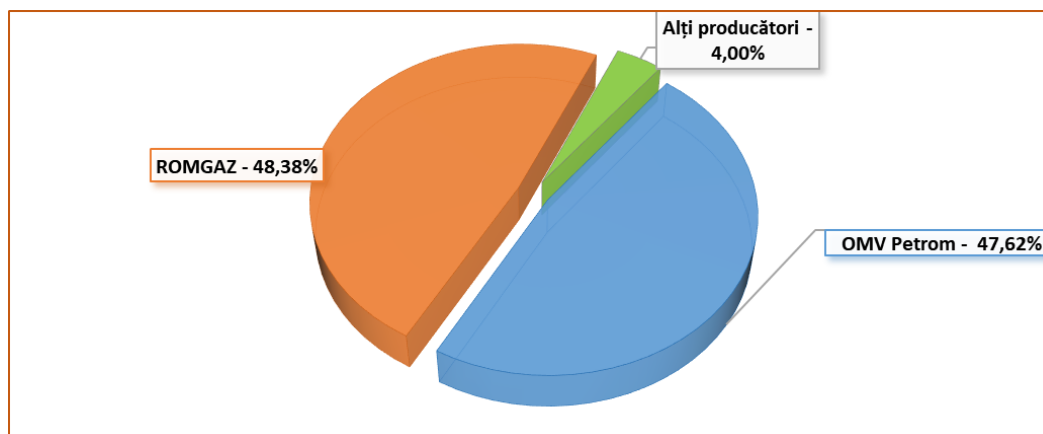
În perioada **2012 –2016**, producția internă de gaze naturale realizată la nivel național, se prezintă astfel:



În perioada **auditată**, producția de gaze naturale din România a fost asigurată în principal de **2 producători de gaze naturale**, care au realizat **cca. 96%** din producția totală la nivel național, respectiv:

- SNGN **Romgaz SA**, cu o **producție medie anuală** de **cca. 56,11 TWh (5,35 mld.mc)** și o **producție totală** în perioada auditată de **280,57 TWh**, reprezentând **cca. 48,38%** din producția totală realizată la nivel național și
- **SC OMV Petrom**, cu o **producție medie anuală** de **cca. 55,24 TWh (5,07 mld.mc)** și o **producție totală** în perioada auditată de **276,21 TWh**, reprezentând **cca. 47,62%** din producția totală realizată la nivel național.

Grafic, în funcție de cantitățile de gaze naturale produse în perioada 2012-2016, situația se prezintă astfel:



Din cantitatea totală de **280,57 TWh** produsă de Romgaz în perioada 2012-2016, cca **6,41%** (**17,97 TWh**) a fost livrată către sucursalele sale, fiind utilizată în cadrul termocentralelor aflate în portofoliu (CET Iernut și CET Cojocna), în timp ce, din cantitatea totală de **276,21 TWh** produsă de OMV Petrom în aceeași perioadă, a fost livrată către sucursalele sale (Petrobrazi, CET Brazi, Rafinăria Arpechim etc.) cca **9,58%** (**26,45 TWh**).

Auditul remarcă faptul că, **deși conform prevederilor art. 124 din Legea nr. 123/2012 producătorii de gaze naturale aveau dreptul să elaboreze norme tehnice și comerciale specifice activității proprii și să le supună spre aprobare ANRE, astfel de norme nu au fost primite de la producători**, analizate și aprobate de către serviciile de specialitate din cadrul ANRE, cu excepția producătorului SNGN Romgaz SA, pentru care acestea au fost aprobate în anul 2016.

7.1. Alocarea cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată

Conform prevederilor art. 124 din Legea nr. 123/2012 modificată prin Legea nr. 174/16.12.2014, una din obligațiile/drepturile producătorului de gaze naturale era aceea **de a pune cu prioritate la dispoziția furnizorilor** cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție, **necesare acoperirii consumului clienților casnici**, inclusiv cantitățile destinate producătorilor de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, în conformitate cu reglementările ANRE. Pentru **restul producției proprii realizate**, mai puțin cantitatea de gaze naturale aferentă consumului tehnologic definit la art. 100 pct. 35, **producătorii aveau dreptul de a participa pe piețele concurențiale**.

În baza *Metodologiilor de alocare a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată*, aprobate prin **Ordine emise de președintele ANRE nr. 24/2013, nr. 93/2013 și 161/2014**, ANRE avea **obligația de a determina cantitățile totale de gaze naturale** rezultate din activitatea de producție pe care producătorii aveau obligația de a le pune la dispoziția furnizorilor și producătorilor de energie termică în scopul asigurării necesarului de consum curent și al constituirii stocului minim pentru piața reglementată și **de a**

monitoriza respectarea obligației producătorilor de a pune la dispoziția pieței reglementate aceste cantități, precum și obligația furnizorilor de a respecta destinația acestora.

Astfel, **ANRE a stabilit cantitatea totală lunară de gaze naturale** rezultată din activitatea de producție pe care producătorii aveau obligația de a o pune cu prioritate la dispoziția furnizorilor, în funcție de necesitățile pieței din perioada sezonului rece și a sezonului cald (perioada de extracție, respectiv de injecție).

Cantitățile lunare rezultate au fost comunicate de ANRE Direcției Operator Piață Gaze Naturale, organizată în cadrul SNTGN Transgaz S.A. Mediaș (**DOPGN**), după care au fost publicate pe site-ul Societății Transgaz SA.

✎ Din analiza datelor transmise/publicate pe site-ul Transgaz și a celor din *Situațiile* prezentate de către ANRE, în perioada **2014 – 2015**, **obligația de punere la dispoziția furnizorilor a cantității de gaze naturale rezultată din activitatea de producție în scopul asigurării necesarului de consum pentru piața reglementată nu a fost respectată de către toți producătorii, respectiv nu a fost respectată de către 3 dintre cei 6 operatori economici prezenți în piață.**

Astfel, în perioada **2014-2015**, în timp ce **SNGN Romgaz SA a livrat o cantitate mai mare cu circa 7.771.746 MWh** (4.673.801 MWh în anul 2014 și 3.097.945 MWh în anul 2015) decât era obligată să o facă, **OMV Petrom SA, SC Amromco Energy SRL și Stratum Energy nu au furnizat cantitatea stabilită de ANRE**, livrând în piața reglementată o cantitate **mai mică** cu aproximativ **4.383.517 MWh**, respectiv OMV Petrom SA cu 2.782.518 MWh mai puțin, SC Amromco Energy SRL mai puțin cu 1.587.355 MWh, iar Stratum Energy cu 13.645 MWh mai puțin.

În acest context, potrivit *Metodologiilor de alocare a cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată*, aplicabile în perioada 2014-2016, în termen de 15 zile de la încheierea lunii de livrare, **fiecare producător** sau societate comercială afiliată acestuia și **fiecare furnizor** care asigură consumul clienților finali din piața reglementată sau furnizor mandatat de către acesta **avea obligația de a transmite la ANRE** o situație a cantităților efectiv vândute și achiziționate.

Totodată, în termen de 15 zile de la încheierea lunii de livrare, DOPGN transmitea ANRE situația finală a cantităților de gaze naturale contractate de fiecare furnizor care asigură consumul clienților finali din piața reglementată, închiderile de lună fiind publicate pe site-ul Transgaz.

✎ **S-a remarcat faptul că, ANRE**, cu toate că deținea informațiile necesare pentru a **monitoriza** respectarea obligației producătorilor de a pune la dispoziția pieței reglementate a cantităților aprobate lunar, **nu a intervenit, în sensul că nu a notificat, în perioada 2014-2015, producătorii care nu și-au îndeplinit obligația** de a pune la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze naturale în scopul asigurării consumului clienților finali din piața reglementată.

✎ **ANRE**, în cazul celor 3 operatori, în baza prevederilor **alin. (6) lit. c) a art.10 din OUG nr. 33/2007**, nu a făcut dovada că a exercitat, în perioada auditată, verificări cu privire la respectarea de către aceștia a reglementărilor ANRE, pentru a constata nerespectarea acestora și a aplica sancțiuni în cauză.

În ceea ce privește obligația respectării destinației cantităților de gaze naturale de către furnizorii care au achiziționat aceste cantități de la Romgaz, reprezentanții ANRE au menționat faptul că în urma controalelor efectuate la acești furnizori, nu au fost identificate cazuri de nerespectare a obligațiilor stabilite.

7.2. Impozitarea veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale

Impozitarea veniturilor suplimentare obținute ca urmare a dereglementării prețurilor din sectorul gazelor naturale a fost introdusă în 2013, prin **Ordonanța Guvernului nr. 7/23.01.2013**, ca o măsură temporară pentru perioada crizei economice. De la data apariției, aplicarea Ordonanței a fost prelungită an de an, prin prorogarea cu câte 12 luni a termenelor de expirare.

În perioada auditată, impozitul stabilit prin **Ordonanța Guvernului nr. 7/2013** a fost de **60%** din venitul suplimentar obținut de operatorii economici, inclusiv filialele acestora și/sau operatorii economici aparținând aceluiași grup de interes economic, **care au desfășurat efectiv atât activități de extracție**, cât și activități de vânzare a gazelor naturale extrase din România pe teritoriul național.

✎ **Auditul a remarcat faptul că, în perioada auditată, au fost impozitate** suplimentar veniturile obținute de producătorii **de gaze naturale din producția internă**, acest fapt putând constitui unul din factorii care au condus la crearea unui mediu mai favorabil importului de gaze din afara UE (gazele rusești), în special în anul **2016**, când importul de gaze a crescut cu **cca. 7 ori** față de anul **2015**.

7.3. Licențe și Autorizații pentru comercializarea GNL, GNC/GNCV, GPL

Desfășurarea activităților de furnizare a GNL, GNC/GNCV, GPL și de operare a terminalelor GNL, se realizează **pe bază de licență emisă de ANRE**.

În perioada **2012-2013**, **nu a existat niciun furnizor licențiat de gaze petroliere lichefiate (GPL) și gaze naturale comprimate (GNC/GNCV)**. Ulterior, dacă în anul **2014** erau licențiați **3 furnizori de GNC/GNCV și un furnizor de GPL**, în anul **2016**, numărul acestora a crescut, înregistrându-se la finele anului un număr de **5 licențe de furnizare GNC/GNCV și 62 licențe de furnizare GPL**.

În ceea ce privește *gazul natural lichefiat (GNL)*, în perioada auditată, ANRE **nu a emis nicio licență de furnizare** sau de operare a unor terminale GNL.

Referitor la gazul natural comprimat (GNC), **este carburantul fosil cu cea mai curată ardere**, iar vehiculele care utilizează un astfel de combustibil emit cu până la 30% mai puține gaze cu efect de seră decât cele care folosesc benzină sau motorină.

✎ **Auditul a remarcat faptul că, până în anul 2016**, Direcțiile de specialitate din cadrul ANRE **nu au întreprins măsuri** pentru identificarea operatorilor economici care comercializau GPL în România, fără a deține o licență de furnizare. **Ulterior**, ca urmare a intensificării controalelor întreprinse de Direcția de control din cadrul ANRE, operatorii economici care desfășurau activități de comercializare a GPL au depus documentațiile necesare acordării licenței de furnizare.

✎ În ceea ce privește cantitățile de GPL și GNC/GNCV, care au fost **produse și/sau comercializate**, **s-a remarcat faptul că ANRE nu deține informații** cu privire la proveniența cantităților de GPL (702.562 tone în 2016) și GNC/GNCV (27.083 mii mc în 2015 și 504.319 mii mc în 2016), comercializate pe teritoriul României.

Cauza constă în lipsa unei metodologii de monitorizare, informațiile analizate fiind obținute de ANRE la solicitarea expresă către furnizorii licențiați de GPL și GNC/GNCV, aceștia comunicând cantitatea de gaze furnizată clienților, conform unor declarații pe proprie răspundere.

✎ În ceea ce privește gazul petrolier lichefiat (GPL), s-a remarcat faptul că, în perioada auditată, 2012-2016, ANRE nu a elaborat/aprobat reglementări comerciale cu privire la stocarea, distribuția și utilizarea GPL, în conformitate cu prevederile art. 154 din Legea nr.123/2012.

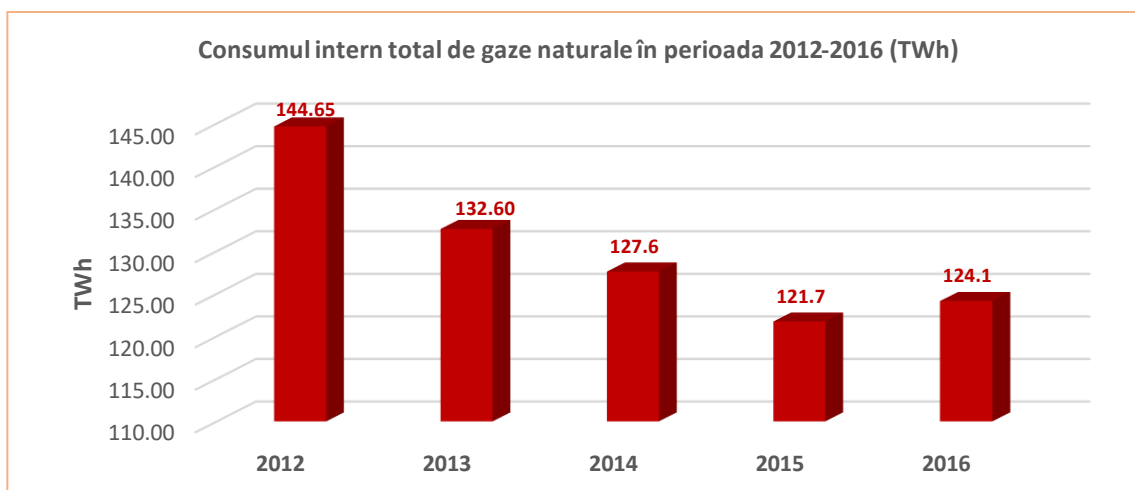
7.4. Conductele de alimentare din amonte

Desfășurarea activităților de operare a conductelor de alimentare din amonte, aferente producției sau de înmagazinare a gazelor naturale, se realizează pe bază de licență.

✎ În perioada auditată 2012-2016, nu a existat o metodologie de monitorizare a cantităților de gaze naturale transportate prin conductele de alimentare din amonte, context în care, ANRE nu deține informații privind cantitățile de gaze naturale transportate către clienții direct racordați la aceste conducte și numărul clienților beneficiari.

8. Consumul de gaze naturale în România

✎ În perioada 2012-2016, consumul intern total de gaze naturale a fost de 650,74 TWh, înregistrând o ușoară creștere în anul 2016, respectiv până la 124,14 TWh, după o perioadă de descreștere accentuată în perioada 2012-2015, de la 144,65 TWh (în anul 2012), la 121,74 TWh (în anul 2015), așa cum se poate observa și din diagrama următoare:

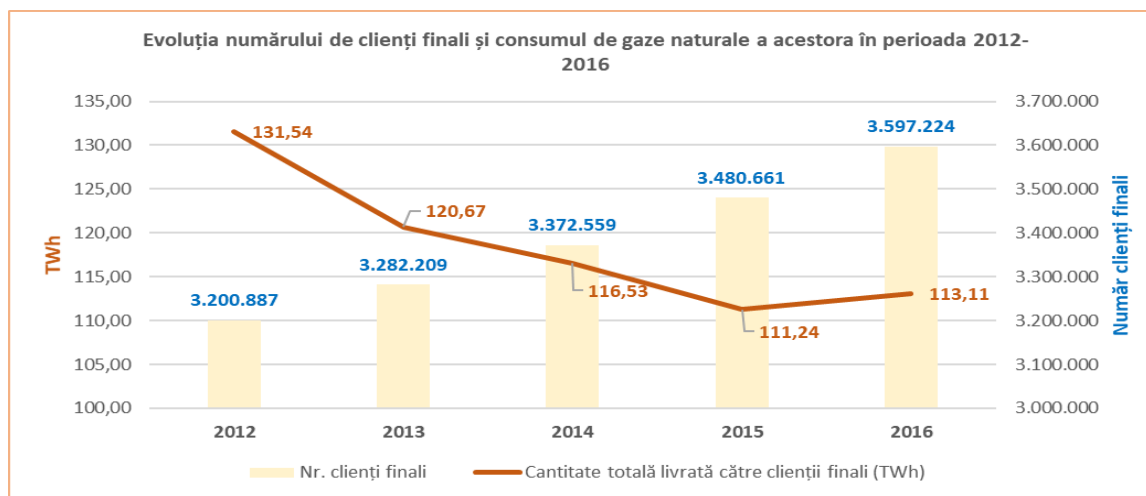


✎ În cadrul consumului total de gaze naturale de 650,74 TWh, înregistrat în perioada 2012-2016, consumul clienților finali reprezintă cca 91% (593,10 TWh), iar diferența, cca 9% (57,64 TWh) este reprezentată de consumuri specifice⁷ activităților din sector sau consumuri ale operatorilor în legătură cu procesele tehnologice specifice, respectiv: consum tehnologic: (56,62 TWh), consum energetic (0,24 TWh), abaterile datorate instrumentelor de măsură (0,70 TWh) și diferențe stocuri din conducte (0,11 TWh).

✎ Consumul de gaze naturale al clienților finali a înregistrat o scădere în perioada auditată, exceptând anul 2016, când s-a înregistrat o creștere față de anul 2015, cu cca 1,87 TWh, pe fondul unei

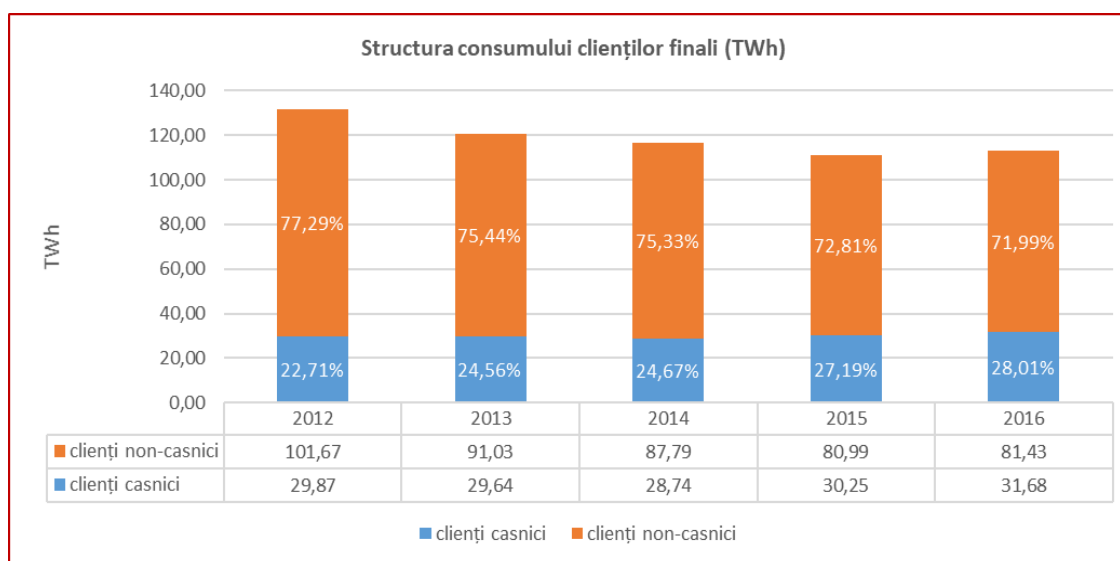
⁷ Consumul tehnologic reprezintă cantitatea de gaze naturale necesară a fi consumată de către un operator economic ce desfășoară una dintre activitățile de producție, transport, înmagazinare sau distribuție a gazelor naturale pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari funcționării sistemului respectiv. Consumul energetic reprezintă cantitățile de gaze naturale destinate consumului propriu pentru hrană și apă caldă.

ușoare creșteri a numărului de clienți finali, de la **3.480.661** în anul **2015**, la **3.597.224** în anul **2016**, așa cum se poate observa și din diagrama următoare:



Față de anul **2012**, când numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de **3.200.887**, din care: **180.819** - clienți noncasnici (**5,65%**) și **3.020.068** - clienți casnici (**94,35%**), la finele anului **2016** numărul acestora a înregistrat o creștere cu cca **12%**, ajungând la **3.597.224**, din care: **188.073** clienți noncasnici (**5,23%**) și **3.409.151** clienți casnici (**94,77%**).

Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar cca **5%** din totalul clienților finali de gaze naturale, din consumul de **593,10 TWh**, înregistrat în perioada **2012-2016**, cca **74,68%** (**442,92 TWh**) a reprezentat consumul clienților noncasnici, iar cca **25,32%** (**150,18 TWh**) a reprezentat consumul clienților casnici:



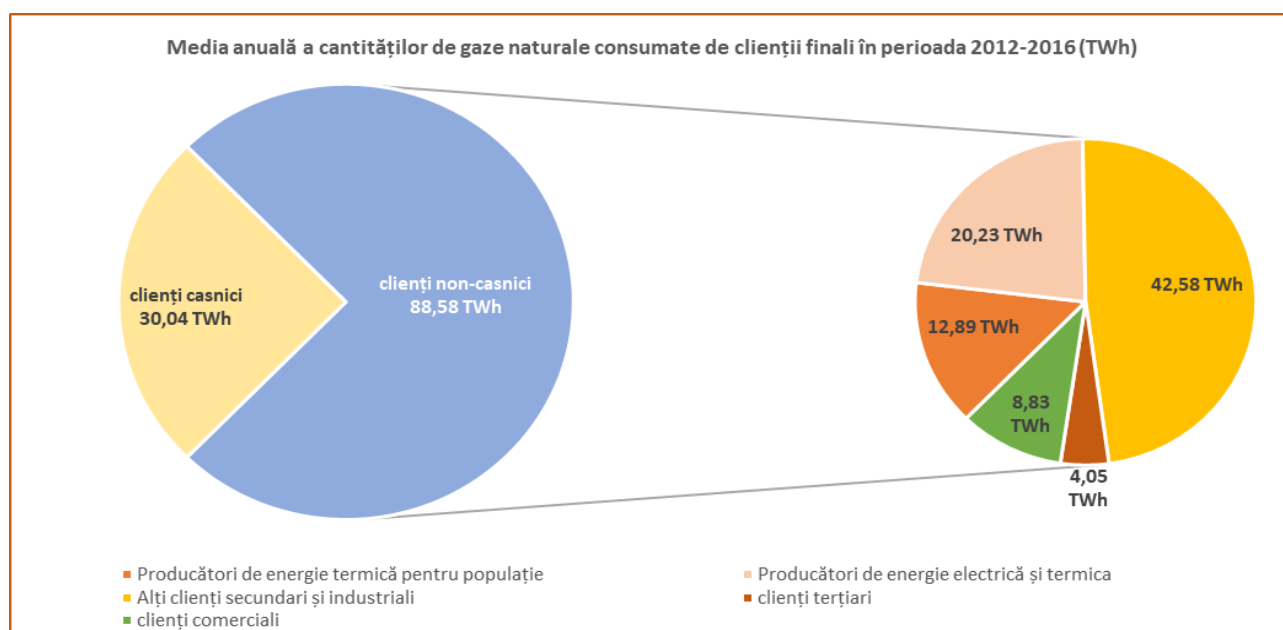
În perioada **2012-2016**, consumul de gaze naturale al clienților casnici a rămas relativ constant, înregistrând doar o ușoară creștere, în timp ce consumul de gaze naturale al clienților noncasnici a înregistrat o scădere cu cca **20%**, în anul **2016** (**81,43 TWh**), față de anul **2012** (**101,67 TWh**), ca urmare a scăderii cu cca **58,72%** a consumului clienților din industria chimică, de la **29,63 TWh** în anul **2012**, la **12,23 TWh** în anul **2016**.

Cauza acestei scăderi s-a datorat în principal, restrângerii activității sau chiar închiderii unor combinate chimice, mari consumatoare de gaze naturale.

În ceea ce privește **clienții noncasnici**, din totalul de **442,92 TWh** gaze naturale consumate în perioada **2012-2016**, **cele mai mari cantități de gaze** naturale (cu o pondere mai mare de 10% din total) au fost consumate de: producătorii de energie termică pentru populație (**64,47 TWh**), cu o pondere de cca **14,56%**, producătorii de energie electrică și termică (**101,08 TWh**) cu o pondere de cca **22,82%** și alți clienți industriali (**212,84 TWh**) cu o pondere de **48,05%**.

S-a observat faptul că, în categoria *alți clienți industriali*, cel mai mare consum de gaze naturale a fost realizat de **clienții din industria chimică**, cu un consum total, în perioada **2012-2016**, de cca **97,18 TWh** și un consum mediu anual de **19,44 TWh**.

În ceea ce privește **consumul mediu anual de gaze naturale**, înregistrat de clienții finali, acesta s-a ridicat, în perioada **2012-2016** la **118,62 TWh**, așa cum rezultă din graficul următor:

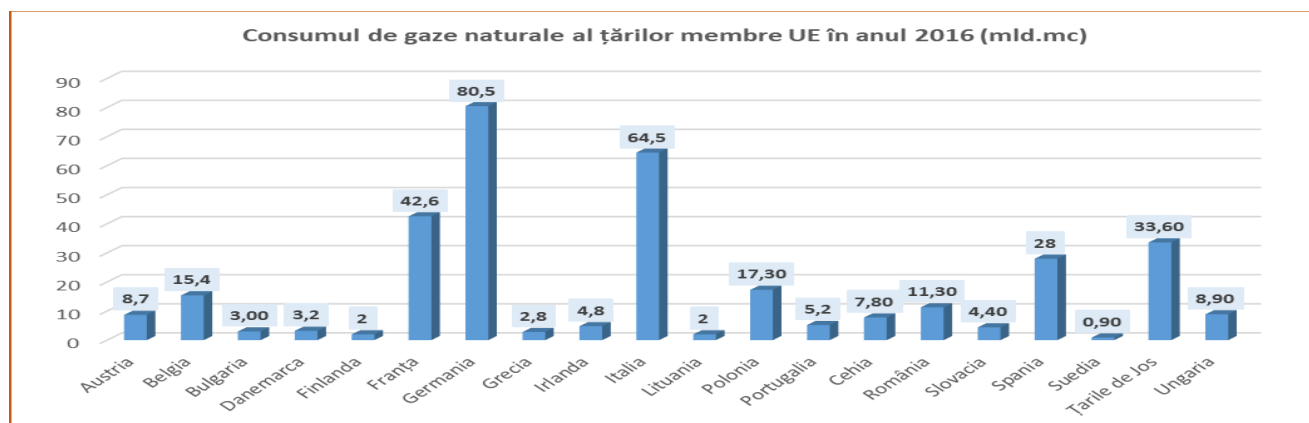


Dacă în anul **2015**, **consumul total** de gaze naturale (**121,74 TWh**) a fost **acoperit în proporție de cca 98 %** din surse livrate din **producția internă, inclusiv înmagazinare (119,19 TWh)** și în proporție de **cca 2% din import și înmagazinare (2,55 TWh)**, în anul **2016**, **consumul total** de gaze naturale (**124,14 TWh**) a fost **acoperit în proporție de 87 % din producția internă (108,5 TWh)** și în proporție de **13% din import (15,6 TWh)**.

Auditul a remarcat faptul că, deși conform prevederilor **art. 100 din Legea nr. 123/2012**, reglementarea regimului juridic aplicabil clientului întreruptibil de siguranță se realizează prin hotărâre a Guvernului, elaborată la propunerea ministerului de resort în calitate de autoritate competentă, în perioada auditată, **nu a fost adoptată o hotărâre a Guvernului** în acest sens.

Consumul total de gaze naturale din România, în anul 2016, a reprezentat **11,30 mld.mc**, iar comparativ cu consumul de gaze naturale din alte **20 de țări membre UE**, țara noastră se situează pe locul al 8-lea, după țări precum: **Belgia**, cu un consum de **15,4 mld.mc**, **Polonia**, cu un consum de **17,30 mld.mc**, **Spania**, cu un consum de **28 mld.mc**, **Țările de Jos**, cu un consum de **33,6 mld.mc**,

Franța, cu un consum de **42,6 mld.mc**, **Italia**, cu un consum de **64,5 mld.mc**, **Germania**, cu un consum de **80,5 mld.mc**, așa cum rezultă și din diagrama următoare:



Sursa: BP Statistical Review of World Energy (2017)

8.1. Structura de amestec a gazelor naturale - “coșul de gaze”

Conform prevederilor **art. 181 din Legea nr. 123/2012**, pentru acoperirea necesarului de consum, **clienții finali au dreptul să fie alimentați cu gaze naturale în amestec intern/import, conform structurilor avizate/stabilite de către ANRE.**

În perioada auditată, ANRE a emis **Ordinele nr. 15/27.03.2013 și nr. 160/19.12.2014** privind **valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și modalitatea de stabilire/avizare a structurilor amestecului de gaze naturale**, astfel încât să se asigure acoperirea integrală a necesarului de consum la nivel național.

Prin legiferarea amestecului de gaze (din producția internă și din import) s-a urmărit asigurarea suportabilității costurilor legate de factura energetică, în special a celor legate de încălzirea populației, luând în considerare calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali, stabilit de către Guvern, în conformitate cu graficul de eşalonare a prețurilor producătorilor.

La momentul emiterii de către ANRE a **Ordinului nr. 160/19.12.2014**, **diferența** dintre prețul gazelor din producție internă pentru populație și CET-uri (**53,3 lei/MWh**) și cel al gazelor din import (**119,34 lei/MWh**) **era substanțială**. Însă, în anul **2016**, prețul gazelor de import a scăzut chiar sub cel al gazelor din producția internă.

Prin **HG nr. 870/23.08.2012** (act normativ care a produs efecte până la data de **31.12.2014**) s-a aprobat **exceptarea** de la respectarea structurilor amestecurilor de gaze naturale (stabilite/avizate de ANRE) a cantităților de gaze naturale din producția internă utilizate de către **producătorii de gaze naturale**, titulari de acorduri petroliere, **la producerea de energie electrică în propriile centrale electrice** pe bază de gaze naturale.

De prevederile **HG nr. 870/23.08.2012**, în ceea ce privește **exceptarea** de la respectarea structurilor amestecurilor de gaze naturale stabilite/avizate de ANRE, **au beneficiat 2 producători**, care au utilizat cantități de gaze din producția internă (**15.830.051 MWh**), la producerea de energie electrică în propriile centrale electrice pe bază de gaze naturale.

În **fapt**, prin **Hotărârea Guvernului nr. 870/23.12.2012**, executivul a permis titularilor de acorduri petroliere să utilizeze cantitățile de gaze naturale extrase din producția internă în propriile centrale electrice. **Adoptarea acestui act normativ a fost justificată de intenția producătorilor de a**

contribui la piața reglementată de energie electrică prin punerea la dispoziție a unei cantități de **1,8 TWh/anual de către fiecare producător**. La momentul adoptării actului normativ, titularii de acorduri petroliere care dețineau centrale de producere a energiei electrice pe bază de gaze naturale erau SC OMV Petrom SA și SNGN Romgaz SA Mediaș.

🔗 **Auditul a remarcat faptul** că, raportat la cantitățile de energie electrică livrate în regim reglementat de producătorii de gaze naturale, care au utilizat cantități de gaze din producția internă, **efectul obținut a fost diferit față de cel scontat la momentul emiterii actului normativ, întrucât în realitate, conform datelor ANRE, doar SC OMV Petrom SA a livrat energie electrică în regim reglementat și doar în anul 2013 (1,5 TWh).**

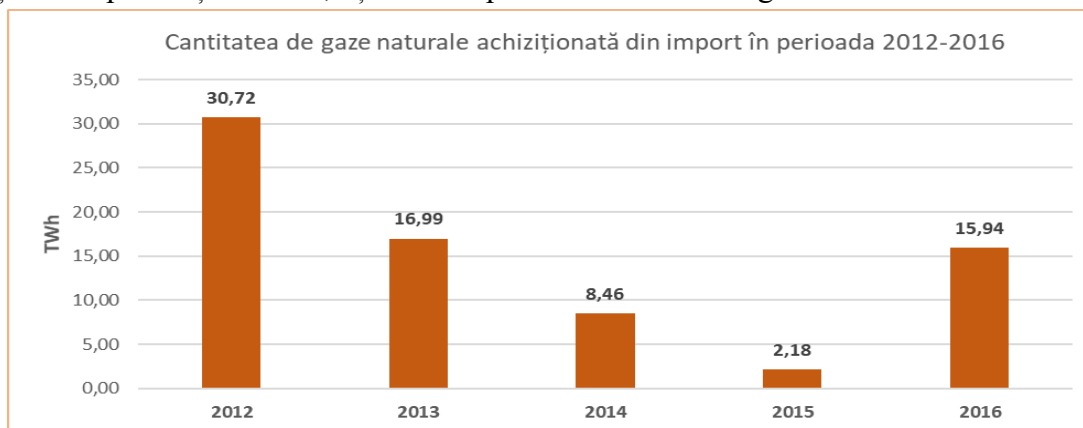
🔗 În condițiile în care, la nivelul anului **2016**, procentul privind **importul** de gaze naturale stabilit de ANRE pentru amestecul de gaze (CPET) a fost de **2%** în luna ianuarie, **3%** în luna februarie și de **0%** în lunile martie-decembrie 2016, auditul a remarcat faptul că, la nivelul întregului an 2016, importul pentru CPET a fost de **3,93%**, situându-se peste nivelul stabilit de ANRE, structura amestecului de gaze naturale stabilită de ANRE nefiind respectată de către cei care aveau această obligație.

9. Importul de gaze naturale în România

Importul de gaze naturale în România s-a realizat în perioada auditată prin **5 conducte de interconectare transfrontalieră: Orlovka (UA) – Isaccea (RO)** cu o capacitate import de 8,6 mld.mc/an, **Tekovo (UA) - Medieșu Aurit (RO)** cu o capacitate import de 4,0 mld.mc/an, **Ungheni (MO) – Iași (RO)** cu o capacitate import de 1,5 mld.mc/an și o capacitate de export de 43,8 mil. mc/an, **Ruse (BG) – Giurgiu (RO)** cu o capacitate import de 1,5 mld. m.c./an și **Szeged (HU) - Arad (RO)** cu capacitate import de 1,75 mld. m.c./an și capacitate reverse flow, începând cu luna **februarie 2014**, de 87,6 mil. m.c./an.

🔗 În perioada **2012-2016**, România a importat o cantitate totală de **74.287.109 MWh** gaze naturale (echivalentul a **6.970.620 mii mc**), prin intermediul a **16 furnizori externi**, 3 dintre aceștia realizând împreună **cca 85%** din importul total la nivel național.

🔗 Dacă în perioada **2012-2015**, **importul** de gaze naturale a **suferit o diminuare semnificativă** pe fondul scăderii consumului total de gaze naturale, în anul **2016** cantitatea de gaze naturale achiziționată din import a înregistrat o creștere de **cca 7 ori** comparativ cu **anul 2015**, realizată pe fondul unei scăderi atât a prețurilor de achiziție pentru cantitățile de gaze naturale importate cât și a cantităților din producție internă, așa cum se poate observa din diagrama următoare:

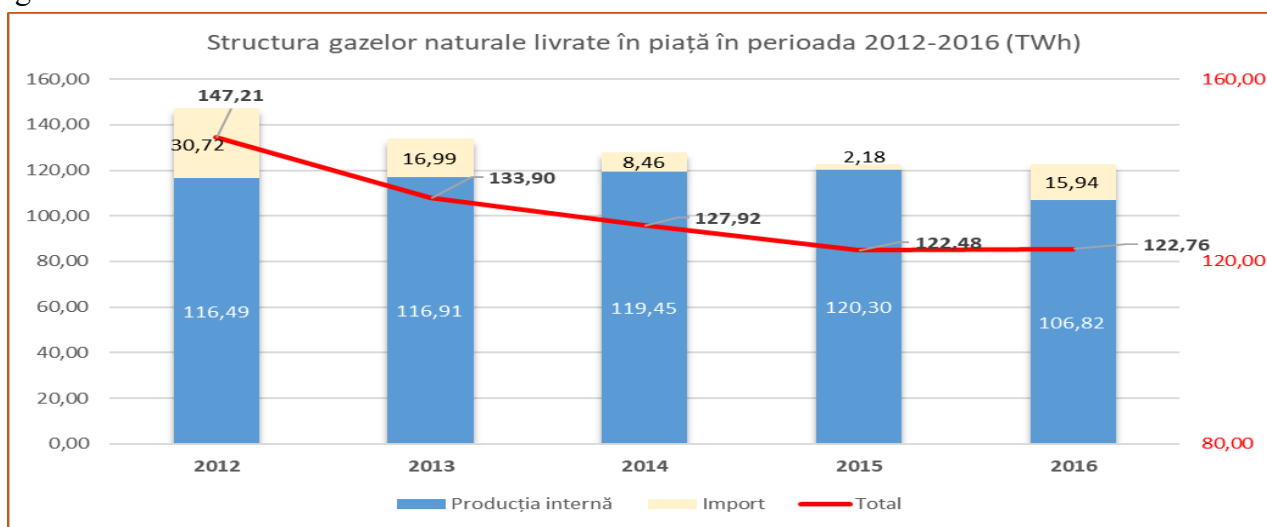


Deoarece prețul de import al gazelor naturale a coborât semnificativ în anul 2016, furnizorii/consumatorii de gaze naturale au ajuns să prefere importurile. Ca urmare, în anul 2016, în România a fost importată o cantitate de cca. **15,94 TWh**, cu cca **631%** mai mult decât în 2015 când s-a importat o cantitate de **2,18 TWh**, fapt ce a condus la **scăderea producției interne** cu **11%**, de la **120,30 TWh** în anul 2015, la **106,82 TWh** în anul 2016.

Analizând proveniența gazelor naturale importate în perioada 2012-2016, cea mai mare cantitate de gaze, cca **77%**, a fost achiziționată din **Statele terțe Non UE (Rusia)**, în timp ce aproximativ **23%** din totalul cantității de gaze importate la nivel național a fost achiziționată din Statele membre UE.

În ceea ce privește structura gazelor naturale intrate în piață, dacă în perioada 2012-2015, ponderea producției interne a crescut de la cca **79,13%** în anul 2012, la cca **98,22%** în anul 2015, în timp ce ponderea importului a scăzut de la cca **20,87%** în anul 2012, la cca **1,78 %** în anul 2015, în anul 2016, ponderea producției interne a cunoscut o scădere, ajungând la cca **87,02%**, în timp ce importul a înregistrat o creștere, ajungând la **12,98%**.

Raportat la cantitatea totală de gaze naturale (**654,27 TWh**) ce a intrat pe piață în perioada 2012-2016, producția internă a avut o pondere de **88,65% (579,98TWh)**, în timp ce importul de gaze a fost de **11,35% (74,29 TWh)**. Evoluția structurii gazelor naturale livrate în piață este prezentată în diagrama următoare:



* fără înmagazinare (injecție și extracție) și schimburile comerciale (swap)

10. Vânzarea gazelor naturale către țări din afara UE (export) și către țări din Uniunea Europeană

În ceea ce privește **exportul gazelor naturale** către țări care nu sunt membre ale **Uniunii Europene**, acesta este posibil, începând cu data de **04.03.2015**, prin intermediul conductei de interconectare **Ungheni (MO) – Iași (RO)**, cu o capacitate de export de 120 mii mc/zi, respectiv 43,8 mil. mc/an.

În perioada **2015-2016** a fost exportată o cantitate foarte mică de gaze naturale, cca **0,001% din** totalul producției interne, respectiv **24.416 MWh (11.695 MWh în anul 2015 și 12.722 MWh, în anul 2016)**.

În ceea ce privește **comercializarea gazelor naturale între țări membre ale Uniunii Europene, Directiva Europeană nr. 73/2009** încurajează statele membre să asigure transportul de gaze prin conductele de interconectare **în ambele direcții**, atât în sensul de intrare, cât și de ieșire din țară, motivul fiind sporirea securității aprovizionării.

🔗 **Auditul a remarcat faptul că, până în luna ianuarie 2014, conductele de interconectare nu aveau capacitatea tehnică** care să permită livrarea fizică a gazului natural din România către țări membre ale Uniunii Europene, astfel încât, în perioada 2013 – ianuarie 2014, **comercializarea gazelor naturale din România către statele UE nu s-a realizat fizic, prin conducte, ci prin "backhaul", o procedură care permite schimburi virtuale.**

Backhaul-ul este doar un serviciu specific activității de transport, un instrument comercial care permite curgerea virtuală (comercială) a gazelor într-un sens în care nu este posibilă curgerea fizică.

🔗 În perioada **2013 - 2014, un număr de 4 furnizori** interni au vândut gaze naturale către țări membre ale UE, respectiv au efectuat **schimburi virtuale de gaze naturale** prin punctul de interconectare de la **Csanadpalota, fiind comercializată cantitatea de 1,37 TWh în 2013 și de 2,45 TWh în 2014.**

În fapt, în perioada **2013-2014**, prin cele două proceduri, backhaul și reverse flow, a fost vândută către furnizorii externi o cantitate totală de gaze naturale de **3.827.995 MWh**, concomitent, aceeași cantitate de gaze naturale a fost achiziționată (importată) de către furnizorii interni, **în fapt, operațiunile derulându-se prin schimburi virtuale.**

Astfel, din cantitatea totală de gaze naturale de **25.452.284 MWh importată** în perioada 2013-2014, **“fizic”** a intrat pe teritoriul României **doar cantitatea de 21.624.289 MWh**, diferența de **3.827.995 MWh (15%)** reprezentând un **“import virtual”**.

🔗 **Auditul a remarcat faptul că, în cadrul schimburilor virtuale, aceeași cantitate de gaze naturale a fost vândută către furnizori externi la prețuri mai mici decât prețurile la care, aceeași cantitate, a fost achiziționată (importată) ulterior, de la aceiași furnizori externi,** situație constatată în următoarele cazuri:

- dacă în luna **noiembrie 2013**, un operator, în calitate de furnizor intern, a achiziționat cantitatea de gaze naturale de **111.399 MWh** la prețuri cuprinse între **49,5 lei/MWh și 74,78 lei/MWh**, cantitate pe care a vândut-o unui furnizor extern la prețul de **94,21 lei/MWh**, aceeași cantitate fiind importată de furnizorul intern, de la același furnizor extern, la prețul de **107,89 lei/MWh;**

- dacă în luna **decembrie 2013**, un operator, în calitate de furnizor intern, a achiziționat cantitatea de gaze naturale de **217.500 MWh** la prețuri cuprinse între **68,3 lei/MWh și 75,80 lei/MWh**, cantitate pe care a vândut-o unui furnizor extern la prețuri cuprinse între **91,39 lei/MWh și 92,53 lei/MWh**, aceeași cantitate fiind importată de furnizorul intern, de la același furnizor extern, la prețul de **102,3 lei/MWh.**

În aceste condiții, factorii de decizie trebuie să analizeze modul de tranzacționare prin intermediul acestei proceduri de tranzacționare, astfel încât să fie eliminat riscul de a realiza exportul de gaze la prețuri mai mici decât cele la care se realizează importul, evitându-se înregistrarea de pierderi pentru economia națională.

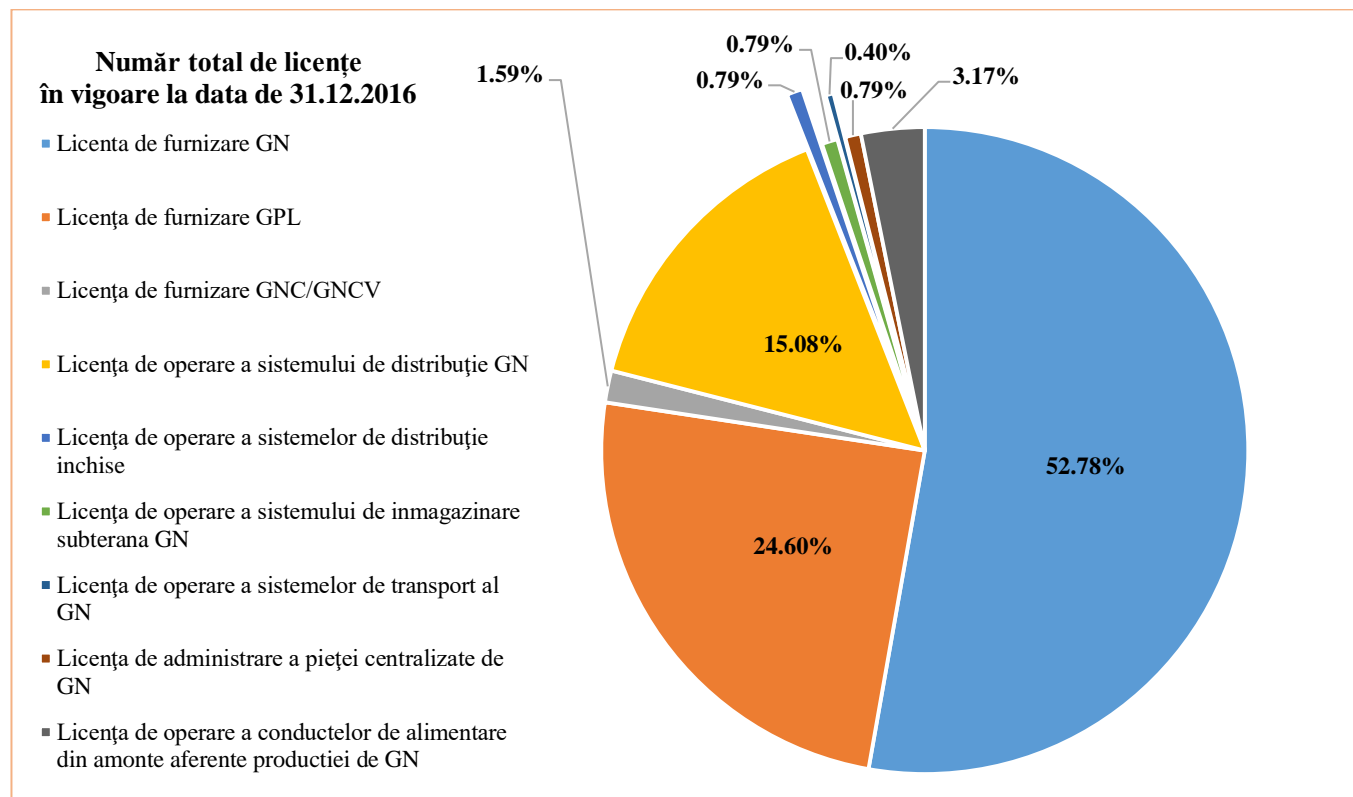
11. Licențe și Autorizații

Desfășurarea **activităților de furnizare** a gazelor naturale, a biogazului/biometanului, GNL, GNC/GNCV, GPL, **de operare a conductelor** de alimentare din amonte aferente producției sau de înmagazinare a gazelor naturale, a sistemelor de transport, de distribuție, a terminalelor GNL, precum și administrarea piețelor centralizate de gaze naturale se realizează **pe bază de licență**.

Înființarea de noi conducte de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale, precum și de noi obiective de producție de biogaz, biometan, GNL și GNC/GNCV sau de noi sisteme de transport, înmagazinare și distribuție a gazelor naturale de către persoane juridice române sau străine se desfășoară pe bază de **autorizații de înființare**.

🔗 În perioada **2012-2016**, numărul de licențe în sectorul gazelor naturale a crescut cu **63,63%**, de la **154 licențe** în vigoare în anul **2012**, la **252 licențe** în vigoare în anul **2016**, această majorare datorându-se atât creșterii numărului de **licențe de furnizare de gaze naturale cu 31,68%** (de la **101 furnizori în 2012**, la **133 furnizori în 2016**), cât și a acordării unui număr de **62 licențe de furnizare GPL**.

🔗 La nivelul anului **2016**, **licențele de furnizare gaze naturale** dețineau, în totalul numărului de licențe în vigoare, o pondere de **52,78%**, urmate de **licențele de furnizare GPL (24,60%)** și de **licențele de distribuție (15,08%)**, așa cum se observă și din diagrama următoare:



Potrivit **art. 122 din Lega nr. 123/2012**, una din **obligățiile** comune ale titularilor de licențe din sectorul gazelor naturale, indiferent de forma de proprietate sau de regimul juridic al acestora, este aceea **de a respecta condițiile de valabilitate asociate autorizațiilor și licențelor acordate de ANRE**.

🔗 **Auditul a remarcat faptul că**, deși unele licențe aflate în vigoare la data de **31.12.2016**, au fost emise încă din anul **2013**, în perioada auditată, **nu au fost aprobate de către ANRE condițiile**

de valabilitate, situație constatată în cazul: licențelor de operare a sistemului de înmagazinare a gazelor naturale, licenței de transport a gazelor naturale, licențelor de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale, licențelor de furnizare a gazelor naturale și a GNC/GNCV, GPL.

Auditul consideră deosebit de grav faptul că, până la momentul finalizării auditului, licențele în vigoare emise de ANRE nu în toate cazurile **au aprobate condițiile de valabilitate asociate acestora**, existând și situații în care un operator de furnizare gaze naturale care, deși avea licența expirată, a comercializat gaze naturale după perioada de valabilitate a licenței.

✎ Totodată, în cazul a două societăți care la data de 31.12.2016 aveau licențe în vigoare (emise în conformitate cu Hotărârea Guvernului nr. 784/2000), odată cu abrogarea acestui act normativ în anul 2013, ANRE nu a procedat la emiterea unor noi licențe, conform Regulamentului pentru aprobarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 34/31.05.2013 (intrat în vigoare cu data de 15.07.2013).

12. Situația și evoluția capacităților de transport, înmagazinare și distribuție a gazelor naturale

12.1. Sistemul de transport a gazelor naturale

Sistemul Național de Transport (SNT) a gazelor naturale este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiuni cuprinse între **6 bar și 40 bar**, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, export și transport internațional.

➤ **SNTGN Transgaz SA Mediaș** este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale care **desfășură activitatea de transport a gazelor naturale în baza legislației sectoriale specifice, a Acordului de concesiune** încheiat cu Agenția Națională de Resurse Minerale, aprobat prin **Hotărârea Guvernului nr. 668/2002** și a **Licenței nr.1933 din 20.12.2013** pentru desfășurarea activității de operare a sistemului de transport a gazelor naturale emisă de ANRE.

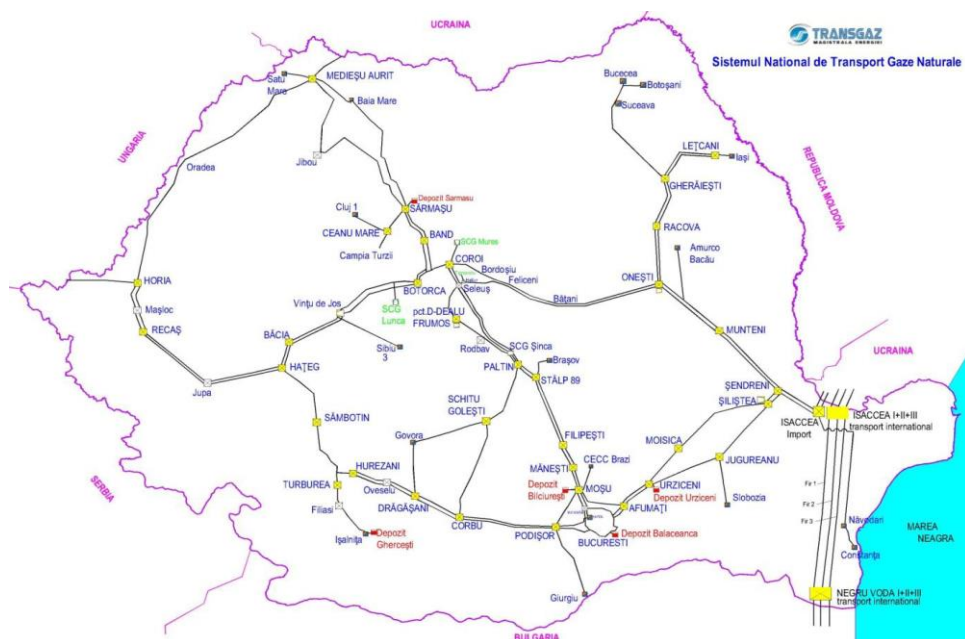
Principalele componente ale infrastructurii Sistemului Național de Transport gaze naturale

La **31.12.2016**, Sistemul Național de Transport gaze naturale administrat de SNTGN Transgaz SA Mediaș cuprindea:

- ✓ **13.303 Km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare** gaze naturale, din care 553 km conducte de transport internațional gaze naturale;
- ✓ **1.132 stații de reglare măsurare** gaze naturale (SRM);
- ✓ **60 stații de comandă vane** (SCV, NT);
- ✓ **6 stații de măsurare** a gazelor naturale din import;
- ✓ **6 stații de măsurare** amplasate pe conductele de transport internațional gaze naturale (SMG);
- ✓ **3 stații de comprimare** gaze naturale (SCG);
- ✓ **1.042 stații de protecție catodică** (SPC);

✓ **863 stații de odorizare gaze naturale (SOG).**

Grafic, **Sistemul Național de Transport gaze naturale**, se prezintă astfel:



✎ **Sistemul Național de Transport (SNT) gaze naturale**, operat de SNTGN Transgaz SA, *are un grad redus de utilizare*, fiind dimensionat în anii 1960, pentru un consum triplu față de cel actual, în general în unități industriale mari, generând costuri mari de utilizare a infrastructurii, **România fiind țara europeană cu cea mai mare pondere a tarifelor de rețea în prețul final al gazelor, așa cum reiese și din proiectul privind Strategia Energetică a României 2016-2030**, cu perspectiva anului 2050, elaborată în luna decembrie 2016.

Capacitatea de transport și cantitatea transportată

✎ **Capacitatea de transport și transport internațional (tranzit) de gaze naturale** este asigurată prin cei **13.303 km** de conducte și racorduri de alimentare gaz, cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 40 bar, cu excepția transportului internațional (63 bar).

Capacitatea tehnică totală a punctelor de intrare/ieșire în/din SNT, la nivelul anului 2016, este de **149.448 mii m.c./zi** (54.55 mld. m.c./an) **la intrare** și de **247.707 mii m.c./zi** (90,41 mld.m.c./an) **la ieșire**.

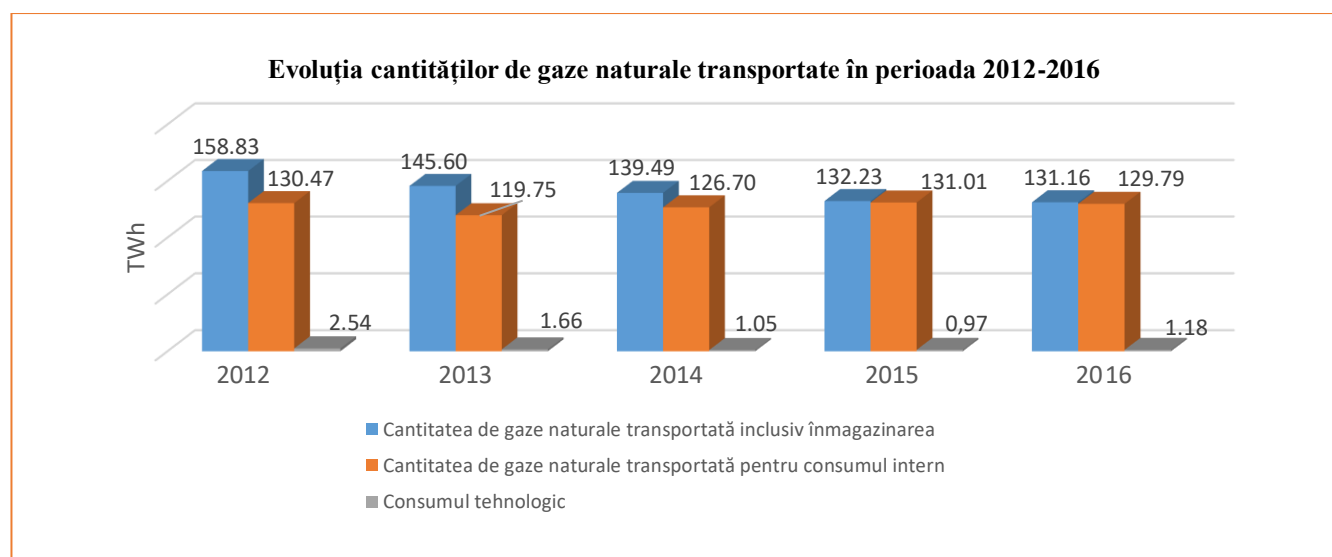
✎ În perioada **2012-2016**, **capacitatea totală a SNT** a cunoscut o ușoară creștere, în schimb **capacitatea rezervată a SNT** s-a redus considerabil:

- **cu 40,55%** în punctele de **intrare** în SNT, de la **92.067 mii m.c./zi**, la **54.730 mii m.c./zi**,
- **cu 52,41%** în punctele de **ieșire** din SNT, de la **92.067 mii m.c./zi**, la **43.813 mii m.c./zi**, astfel încât, la nivelul anului **2016**, **doar o treime din capacitatea tehnică a SNT** era rezervată.

Principalii factori care au condus la scăderea capacității rezervate a SNT au fost, pe de o parte, reducerea cantităților transportate cât și aplicarea metodologiilor de tarifare diferite în perioada 2012-2016, creșterea proporției componente de rezervare de capacitate în venitul reglementat și

introducerea produselor de rezervare de capacitate pe termen scurt, care a permis optimizarea din partea utilizatorilor de rețea a modului de rezervare a capacității.

În perioada 2012-2016, cantitatea de gaze naturale transportată, inclusiv cea destinată înmagazinării subterane, a cunoscut an de an scăderi, de la **158,84 TWh (anul 2012)**, la **131,16 TWh (anul 2016)**, pe fondul scăderii consumului total de gaze naturale. O evoluție oscilantă a cunoscut în această perioadă **cantitatea de gaze naturale transportată pentru consumul intern**, fluctuând de la **130,47 TWh** în anul 2012, la **131,01 TWh** în 2015, după care a scăzut la **129,79 TWh** în anul 2016, astfel:



Proveniența gazelor naturale transportate din cele 2 surse: producție internă și import

În perioada auditată, **89,79%** din cantitatea de gaze naturale transportată a provenit din producția internă, în timp ce aproximativ **10,21%** din totalul cantității de gaze transportate la nivel național a provenit din import.

O situație aparte s-a remarcat în anul **2016**, perioadă în care, comparativ cu anul **2015**, s-a înregistrat pe de o parte o creștere de **cca 7 ori** a cantității transportate de gaze naturale achiziționate din import (**15,88 TWh** în anul 2016 față de **2,18 TWh** în anul 2015), ca urmare a scăderii prețurilor de achiziție pentru cantitățile de gaze naturale importate, cât și o scădere cu **11,36%** a cantităților transportate din producția internă (**115,28 Wh** în anul 2016 față de **130,05 TWh** în anul 2015), realizată pe fondul unei scăderi atât a prețurilor de achiziție cât și a cantităților din producție internă.

Transportul de gaze naturale prin conducte dedicate

Transportul internațional de gaze naturale se desfășoară în zona de **Sud- Est a țării** unde sectorul românesc de conducte existent între localitățile Isaccea și Negru Vodă este inclus în culoarul balcanic de transport internațional gaze naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia.

La nord de localitatea Isaccea există **3 interconectări** cu conductele de transport internațional al gazelor naturale din Ucraina, iar la sud de localitatea Negru-Voda există **3 interconectări** cu conductele de transport internațional al gazelor naturale din Bulgaria, activitatea de transport efectuându-se prin conducte dedicate (de tranzit) **care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport**.

Analiza infrastructurii SNT și a investițiilor realizate în raport cu nevoia de re tehnologizare și modernizare

🔗 La data de **31.12.2016**, din punct de vedere al duratei de funcționare a principalelor componente ale SNT, **s-a remarcat faptul că:**

- din lungimea totală de **11.507 km de conducte de transport, 6.242 km**, reprezentând **54,25%**, **aveau durata de funcționare depășită (mai mare de 40 de ani);**

- din **totalul stațiilor de reglare-măsurare** (1.244 buc. SRM), **26,45%** (329 buc.) erau în funcțiune de peste 20 de ani, aceeași situație remarcându-se și în cazul a **31,67%** (19 buc.) din **totalul stațiilor de comandă-vane** (60 buc. SCV-NT);

- capacitatea de comprimare era asigurată de 3 stații de comprimare gaze, din care **2 stații de comprimare aveau o vechime de peste 30 de ani**, iar **stația de comprimare Siliștea** era dotată cu echipamente și instalații realizate în anii **70, depășite moral.**

🔗 **Auditul a remarcat** existența unor **diferențe (în plus sau în minus)** între lungimea și numărul **componentelor SNT** înscrise în licența de operare și cele comunicate de SNTGN Transgaz în calitate de concedent, valori semnificative fiind înregistrate în cazul: conductelor magistrale de transport (plus 126 km), stațiilor de protecție catodică – SPC (minus 874 buc.), stațiilor de reglare măsurare –SRM (minus 73 buc.), stațiilor de odorizare gaze – SOG (minus 176 buc.) și stațiilor de comandă vane – SCV (minus 34 buc.).

🔗 **În perioada 2012-2016, prin programele de reparații și reabilitare cât și prin cele de modernizare și dezvoltare a SNT**, au fost executate lucrări de înlocuire/modernizare cât și de extindere, respectiv au **fost înlocuite/reabilitate/modernizate** conducte de transport în lungime de **589,23 km**, **192** stații de protecție catodică și **100** stații de odorizare gaze, iar în ceea ce privește **extinderea infrastructurii** rețelei de transport s-au pus în funcțiune conducte de transport în lungime de **387,94 km**, **48** stații de reglare-măsurare, **3** stații de măsurare a gazelor din import, **3** stații de comandă vane-noduri tehnologice, **80** stații de protecție catodică și **197** stații de odorizare gaze.

🔗 **În fapt, în perioada auditată, starea tehnică a instalațiilor nu a cunoscut îmbunătățiri semnificative față de anul 2007, când a fost evaluată starea tehnică a instalațiilor în cadrul Strategiei energetice a României (aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 1069/05.09.2007) potrivit căreia, cca 69% din lungimea totală a Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale avea durata normată de funcționare depășită, iar din totalul stațiilor de reglare și măsurare, aproximativ 27% sunt în funcțiune de peste 25 ani.**

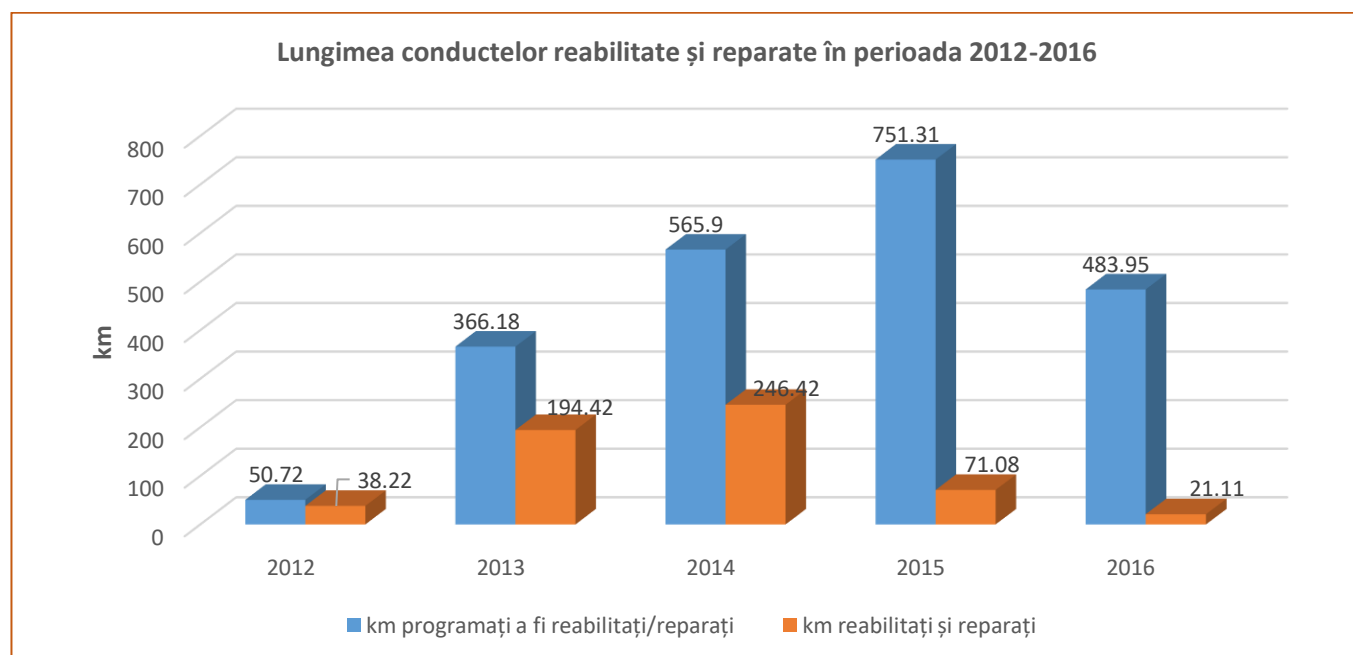
Deși **infrastructura de transport gaze naturale este învechită (77,72%** din numărul total de conducte de transport au durata de funcționare mai mare de 20 de ani), la nivelul anului **2014** au fost înlocuite/ reabilitate/ modernizate conducte în lungime de **264,42 km**, iar **în anul 2015**, au fost înlocuite/ reabilitate/ modernizate conducte în lungime de doar **71,08 km**, ajungându-se ca la nivelul **anului 2016** să fie înlocuite/reabilitate/modernizate conducte în lungime de **21,11 km.**

Aceeași situație s-a remarcat și în cazul **extinderii infrastructurii rețelei de transport**, lungimea conductelor de transport extinse scăzând cu cca. cu **81%**, de la **107,5 km**, în anul **2012**, la numai **20,43 km**, în anul **2016.**

Realizarea programului de reparații și reabilitări, a programului de modernizare și dezvoltare investiții a principalelor componente ale SNT

În ceea ce privește reabilitarea și repararea componentelor SNT, s-a remarcat un grad scăzut de reabilitare a componentelor SNT, raportat la necesitățile existente (2.218,06 km conducte magistrale de transport și un număr de 63 stații), astfel că, în perioada 2012-2016, din suma alocată pentru reparații și reabilitări (462 milioane de lei), s-a utilizat doar un procent de 46,64% pentru lucrări (215,50 milioane de lei).

Grafic, situația conductelor de transport reparate și reabilite în perioada 2012-2016, față de nivelul aprobat în Programul de reparații și reabilitări, se prezintă astfel:

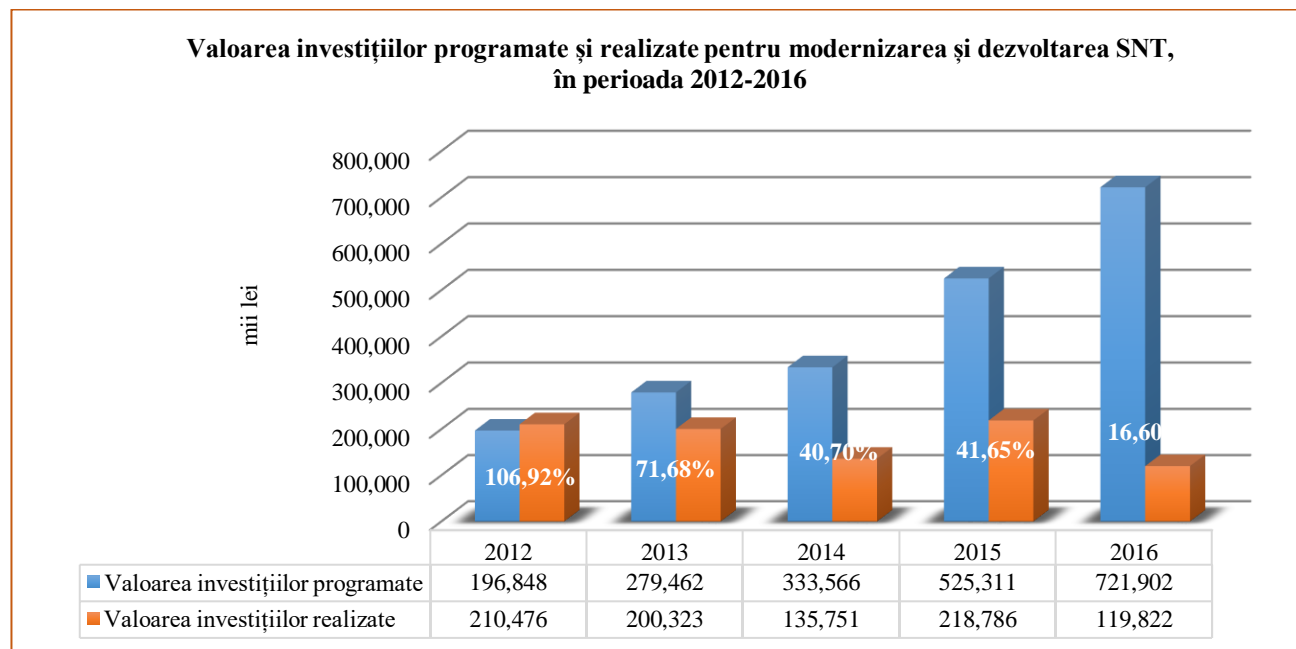


Deși infrastructura de transport gaze naturale era învechită, prezentând un grad ridicat de uzură, iar nivelul de realizare a programelor de investiții a scăzut, în perioada auditată, în ceea ce privește modernizarea și re tehnologizarea componentelor SNT, s-a constatat un grad scăzut de modernizare/re tehnologizare a componentelor SNT, raportat la necesitățile existente.

În perioada 2012-2016, prin programele de modernizare și dezvoltare investiții, s-au alocat 2.057,09 milioane lei, s-au cheltuit 885,16 milioane lei, reprezentând un procent de 43,03% (pentru: modernizarea a 91 stații, lucrări de dezvoltare conducte de transport gaze - 212 km, lucrări de interconectare – 11 km, lucrări de dezvoltare la 55 stații, lucrări hidrotehnice).

Totodată, s-a remarcat o scădere an de an a valorii investițiilor realizate în raport cu valoarea anuală programată. Astfel, la nivelul anului 2016, din valoarea totală programată de 721,90 milioane lei, s-au cheltuit doar 119,82 milioane lei, ceea ce reprezintă 16,60%.

Grafic, valoarea investițiilor programate și realizate în perioada **2012-2016**, precum și ponderea valorii investițiilor realizate raportate la valoarea investițiilor programate, se prezintă astfel:



În ceea ce privește **investițiile programate a fi realizate în extinderea conductelor de transport** (inclusiv conductele de interconectare și racordurile de alimentare), **s-a remarcat faptul că**, la nivelul anului **2016**, din lungimea de **113,4 km** programați, au fost realizați un număr de **45,9 km (40,48%)**.

Dezvoltarea, reabilitarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, îmbunătățirea eficienței și interconectarea cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine, precum și creșterea nivelului de adecvanță al rețelei de transport gaze naturale au fost și sunt o prioritate a strategiei energetice a României. În acest context, luând în calcul și factorii geopolitici și geostrategici, **este esențială dezvoltarea durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale printr-un amplu program investițional.**

■ **În conformitate cu art. 125 din Legea nr.123/2012**, cu modificările și completările ulterioare, SNTGN Transgaz SA avea obligația de a elabora planurile de investiții și de dezvoltare a sistemului de transport pe 10 ani, planuri ce trebuiau aprobate de ANRE.

SNTGN Transgaz SA a elaborat *Planul de dezvoltare a sistemului național de transport a gazelor naturale (PDSNT) pentru perioada 2014-2023*, prin care au fost propuse **proiecte majore de investiții, estimate la 1,51 miliarde euro**, pentru dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Conform aceluiași act normativ, **ANRE monitorizează planurile de investiții ale operatorului de transport și furnizează în raportul său anual o evaluare a acestor planuri de investiții din punctul de vedere al concordanței lor cu planul la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei prevăzut în Regulamentul (CE) nr. 715/2009.**

✎ Raportat la obligațiile stabilite de cadrul normativ în vigoare, **s-a remarcat faptul că**, în perioada **2012-2016**, ANRE **nu a aprobat planurile de investiții ale operatorului de transport-SNTGN Transgaz SA, nu a monitorizat respectarea acestor planuri și nici nu a furnizat prin Rapoartele de activitate anuale ale ANRE, informații cu privire la evaluarea acestor planuri, din punctul de vedere al concordanței lor cu planul la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei prevăzut în Regulamentul (CE) nr. 715/2009, așa cum prevede Legea nr.123/2012.**

▪ **Potrivit, art. 131 alin. (1) lit. b), din Legea nr.123/2012, proprietarul sistemului de transport finanțează investițiile decise de către operatorul de sistem independent și aprobate de către ANRE sau își dă acordul ca acestea să fie finanțate de către orice parte interesată, inclusiv de către operatorul de sistem independent.**

✎ În acest context, auditul a remarcat faptul că, la data aprobării *Planului de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2014-2023 (PDSNT)*, proprietarul sistemului de transport (ANRM) **nu și-a exprimat acordul** cu privire la finanțare.

Totodată, raportat la obligațiile instituite de cadrul legal aplicabil, auditul a remarcat pentru perioada auditată, următoarele:

- **nu a fost emis un Ordin aprobat de președintele ANRE, prin care să fie reglementate activitățile conexe** celei de operare a sistemului de transport al gazelor naturale, deși din analiza Rapoartelor anuale ale administratorilor întocmite la nivelul SNTGN Transgaz, reiese faptul că, în perioada auditată, **entitatea a desfășurat astfel de activități conexe;**

- **ANRE nu a aprobat** o reglementare cu privire la activitatea de conducere operativă a operatorului de transport, reglementare ce trebuia elaborată și comunicată Autorității de către SNTGN Transgaz SA;

- **nu au fost emise reglementări specifice** cu privire la stocarea gazelor naturale în sistemul de transport.

Auditul consideră grav faptul că, deși potrivit Legii nr. 123/2012 și Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 33/2007, ANRE avea atribuții în monitorizarea planurilor de investiții ale operatorului de transport, precum și în publicarea acestor informații în Raportul anual de activitate, acest fapt nu a fost prezentat, deși constituie una dintre principalele probleme ale siguranței sistemului național de transport gaze naturale.

Pe de o parte, s-a remarcat **dezinteresul față de starea tehnică a infrastructurii de transport gaze**, a nivelului pierderilor (în creștere) și a problemelor identificate, iar pe de altă parte, **lipsa de informare a factorilor politici și a participanților la piața de gaze naturale asupra stării tehnice a acestor rețele**, în contextul în care, destinatarii Raportului de activitate al Autorității de reglementare (ANRE), sunt Parlamentul, Guvernul și Președintele României, Consiliul Concurenței, Agenția de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER, Comisia Europeană.

Concesiunea bunurilor din domeniul public al statului ce fac parte din rețeaua națională de transport a gazelor naturale

Prin **Hotărârea Guvernului nr. 668 din 20 iunie 2002** a fost aprobat *Acordul de concesiune a conductelor magistrale, instalațiilor, echipamentelor și dotărilor aferente Sistemului național de transport al gazelor naturale și a activității de operare a Sistemului național de transport al gazelor naturale*, încheiat între ANRM și SNTGN "Transgaz" - S.A. Mediaș, acord ce cuprindea un **Program minim de investiții** pentru o perioadă de cinci ani (2007-2011).

Ulterior, a fost încheiat **Actul Adițional nr. 5** la acest Acord de Concesiune, prin care s-a aprobat **Programul minimal de investiții** privind modernizarea și dezvoltarea SNT, pentru perioada 2012-2016.

✎ La nivelul **anului 2012**, **Programul minimal de investiții a fost realizat din punct de vedere valoric**, în timp ce din **punct de vedere cantitativ acesta nu a fost realizat integral, raportat la cantitățile programate** fiind constatate **nerealizări** la lucrările de dezvoltare conducte (11,5 km) și la lucrările de reabilitare conducte (11,78 km).

✎ Pentru perioada **2013-2016**, *Programul minimal de investiții* stabilit în Acordul de Concesiune, **nu a fost aprobat și nici monitorizat**, nici de ANRE și nici de ANRM, fiecare dintre aceste entități motivând faptul că nu are atribuții în acest sens.

Consumul propriu tehnologic în sistemul de transport și achiziția de gaze naturale pentru echilibrarea SNT

Prin **consum tehnologic** se înțelege cantitatea de gaze naturale, certificată pe baza metodologiei elaborate de ANRE, **necesară a fi consumată de către un operator economic** pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de transport a gazelor naturale.

✎ În perioada **2012-2016**, cantitatea de gaze naturale achiziționată de SNTGN Transgaz SA, pentru consumul tehnologic a fost de **7.400.956 MWh**, iar pentru echilibrarea SNT a fost de **687.839 MWh**, în structură înregistrându-se o **creștere a ponderii cantității achiziționate pentru acoperirea pierderilor din SNT** în total consum tehnologic, de la **7,76%**, în anul 2012, la **13,56%**, în anul 2016, în timp ce *abaterile datorate erorilor de măsură* au avut o tendință de **scădere** de la **83,87%** în anul 2012, la **78,48%** în anul 2016.

✎ În acest context, în perioada auditată, **nu a fost emisă o metodologie aprobată de ANRE care să certifice cantitatea de gaze naturale necesară a fi consumată** de către SNTGN Transgaz S.A pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari activității de transport al gazelor naturale, așa cum este prevăzut în **Legea nr. 123/2012**, cu atât mai mult cu cât **cheltuielile aferente consumului tehnologic sunt preluate în costurile operaționale, element de cost al tarifului de transport**.

✎ În ceea ce privește echilibrarea fizică a sistemului de transport al gazelor naturale, conform Legii nr.123/2012, SNTGN Transgaz SA a **elaborat proiecte de reglementări** ce au fost cuprinse în Codul rețelei, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013. Până la aprobarea acestui *Cod*, a fost în vigoare Codul rețelei, aprobat prin Ordinul nr. 54/2007, a cărui aplicare a **fost prorogată succesiv, având în vedere problemele existente în ceea ce privește procesul de alocare a cantităților de gaze naturale**, generat de neimplementarea sistemului SCADA de comandă și achiziție date la distanță.

Codul Rețelei pentru Sistemul național de transport a gazelor naturale

Referitor la *Sistemul național de transport al gazelor naturale*, reglementările europene obligau ca fiecare stat membru să adopte un Cod al rețelei, care definește trăsăturile de funcționare a fiecărui sistem național, conform configurației specifice.

La nivel național, Codul rețelei a fost inițial aprobat în anul 2007, prin Ordinul ANRE nr. 54/2007, fiind valabil până în anul **2013**, moment în care ANRE, în temeiul **Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012**, și ale **Regulamentului (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005**, a elaborat un nou Cod al rețelei, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr.16/27.03.2013.

✎ **S-a remarcat existența unor întâzieri în aplicarea Codului rețelei**, din informațiile prezentate de Ministerul Energiei, acestea datorându-se faptului că, ANRE și SNTGN Transgaz SA **nu au ajuns la un consens** în aplicarea acestuia, impunându-se adoptarea unui plan de acțiuni concrete din partea celor două entități, astfel încât să se asigure deplina implementare a legislației europene, vizându-se cu precădere **sistemul entry-exit și PVT (punctul virtual de tranzacționare)**.

✎ **Auditul a remarcat faptul că, în 20 din cele 28 de state membre funcționează puncte virtuale de tranzacționare, în timp ce în România, Bulgaria și Grecia, acestea sunt în fază de implementare**, deși potrivit Regulamentului (CE) 715/2009 privind condițiile de acces la rețelele de transport gaze naturale, **acest stadiu trebuia realizat din 2009**. **Absența acestor puncte virtuale de tranzacționare în regiune îngreunează emergența unei piețe regionale lichide de gaz natural**, cu o ordine de merit funcțională, **după cum remarcă raportul ACER din noiembrie 2016** privind implementarea codului de echilibrare a rețelei (ACER 2016).

✎ Conform Raportului publicat de ACER, **România, Grecia și Bulgaria au înregistrat progrese slabe** în ceea ce privește punerea în aplicare a prevederilor Codului rețelei (**sub 50%**), **existând riscul neimplementării acestuia la termenele stabilite**.

ANRE, în conformitate cu prevederile stabilite la **Capitolul X din Regulamentul (CE) 312/2014**, a aprobat, prin **Decizia nr. 2296/11.11.2015**, un pachet de **măsuri provizorii**, termenul pentru **eliminarea măsurilor provizorii și implementarea integrală a prevederilor Regulamentului 312/2014** fiind stabilit pentru **16.04.2019**.

Potrivit Regulamentului (UE) nr. 312/2014, operatorii de sisteme de transport efectuează **eventualele echilibrări ale rețelelor de transport care ar putea fi necesare**.

✎ Transpunerea acestor prevederi s-a efectuat **abia în anul 2016**, prin **Ordinul ANRE nr. 75/28.10.2016 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale**, act normativ prin care s-a stabilit **să se realizeze zilnic calculul dezechilibrelor**, iar utilizatorii de rețea să aibă posibilitatea de a-și ajusta pozițiile în așa fel încât să reducă la minim diferențele înregistrate între cantitățile de gaze naturale intrate și cele ieșite din sistemul de transport.

Având în vedere că, **începând cu luna decembrie 2015 a existat obligația de calcul a tarifelor de dezechilibru zilnic**, acest fapt a condus la o **reacție puternică de contestare din partea utilizatorilor de rețea**.

✎ **Crearea acestui sistem de calcul avansat**, coroborat cu dificultatea înțelegerii asupra modului de funcționare a deciziilor pe care le pot lua utilizatorii de rețea, **au condus la un blocaj în piață** în ceea ce privește gestionarea cantităților cu titlu de dezechilibru (costul acestora fiind unul penalizator) cu efect de neasumare a balanțelor propriilor portofolii pentru o perioadă de timp.

În fapt, acest mod de operare poate provoca apariția unor diferențe între cantitățile facturate de OST (Operatorul Sistemului de Transport) în baza Codului rețelei și cantitățile facturate de către OSD (Operatorii Sistemelor de Distribuție) în baza Regulamentului de măsurare, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 62/2008**.

✎ În aceste condiții, se remarcă **necesitatea corelării prevederilor Regulamentului de măsurare** cu prevederile Codului rețelei, **respectiv, este necesar a fi corelate** regulile de măsurare cu partea de echilibrare a sistemului și cu toate reglementările în vigoare, în condițiile dezvoltării pieței de gaze naturale.

12.2. Înmagazinarea gazelor naturale

Gazele naturale se înmagazinează în **scopul**: asigurării securității în alimentarea cu gaze naturale a clienților finali, armonizării variațiilor consumului sezonier, zilnic și orar cu sursele de gaze disponibile, asigurării permanente a echilibrului fizic al SNT, precum și pentru realizarea altor activități comerciale.

✎ **Activitatea de înmagazinare** a gazelor naturale s-a realizat, în perioada **2012-2016**, de către **2 operatori: SNGN Romgaz SA, în baza Licenței nr. 1942/22.01.2014 și Depomureș SA, în baza Licenței nr. 1984/19.11.2014.**

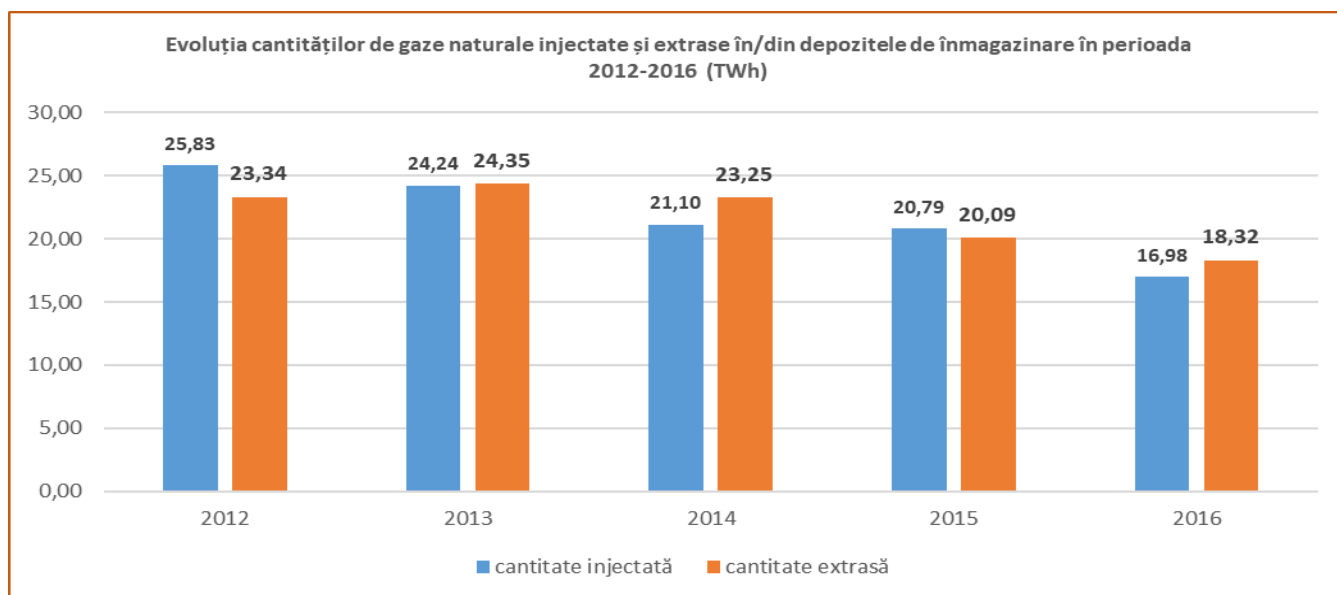
✎ **Auditul a remarcat faptul că**, licența de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale **nr. 1942/22.01.2014**, cu o valabilitate de **45 de ani**, a fost acordată de către ANRE operatorului SNGN Romgaz SA, **fără ca acesta să fi îndeplinit la data acordării licenței, obligațiile legale prevăzute în Legea nr. 123/2012, cu privire la realizarea independenței** (separării legale funcționale și organizatorice) **activității de înmagazinare a gazelor naturale**, față de activitățile de producție și/sau furnizare a gazelor naturale, separarea juridică a activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale fiind realizată în luna **septembrie 2015**, prin înființarea SNGN Romgaz S.A. – **Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale Depogaz Ploiești SRL.**

În ceea ce privește **capacitatea de înmagazinare**, SNGN Romgaz SA – **Depogaz Ploiești SRL are în operare un număr de 6 depozite de înmagazinare** (*Bilciurești, Sarmasel, Urziceni, Ghercesti, Balaceanca și Cetatea de Baltă*), iar operatorul **Depomureș SA, un singur depozit** (*Târgu Mureș*).

✎ **S-a remarcat o scădere a capacității tehnice totale de înmagazinare** a depozitelor celor doi operatori cu cca. **1 TWh**, de la **33,56 TWh** în anul **2012**, la **32,53 TWh** în anul **2016**. În timp ce capacitatea tehnică a depozitelor Romgaz SA a scăzut doar **cu cca 1,3%** în perioada **2012-2016**, capacitatea tehnică a depozitului Depomureș a scăzut cu **cca 20,30%**.

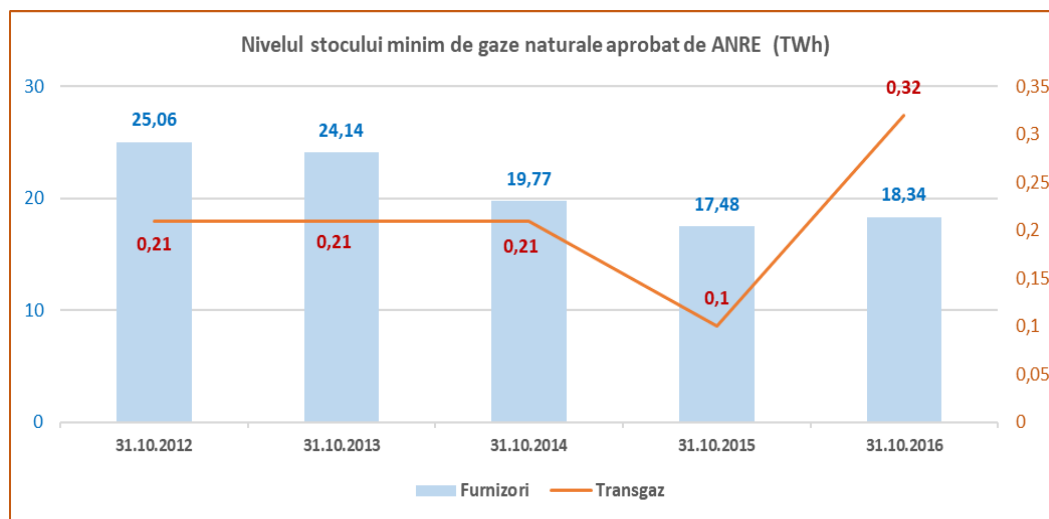
✎ În perioada auditată, dacă **stocul inițial a crescut** de la **19,5TWh** în **2012**, la **20,4 TWh** în **2016**, **intrările/ieșirile** din aceste depozite, inclusiv stocul final, au **scăzut, astfel: cantitățile de gaze naturale injectate anual** în depozitele de înmagazinare ale celor doi operatori, au scăzut de la **25,83 TWh** în anul **2012**, la **16,98 TWh** în anul **2016**, iar **cantitățile de gaze naturale extrase din aceste depozite au scăzut** de la **23,3 TWh** în anul **2012**, la **18,3 TWh** în anul **2016**, iar **stocul final a scăzut de la 22TWh în 2012, la 19,1TWh în 2016.**

Totodată, **s-a observat faptul că**, în anii **2013, 2014 și 2016**, cantitățile de gaze **extrase** din depozite (inclusiv rezerva) au fost mai mari decât cantitățile de gaze **injectate** în depozite, așa cum se poate observa și din diagrama următoare:



■ Conform prevederilor **art. 130 și art. 143 din Legea nr. 123/2012**, a fost stabilită atribuția ANRE de determinare a **nivelului minim al stocurilor** de gaze naturale pe care **titularii licențelor de furnizare și transport a gazelor naturale** au obligația de a le constitui în scopul garantării securității aprovizionării cu gaze naturale și asigurării echilibrului fizic al sistemului de transport.

🔗 În perioada **2012-2016 s-a remarcat o scădere a nivelului minim a stocului anual de gaze naturale**, aprobat de ANRE pentru **titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale**, de la **25,06TWh în 2012 la 18,34 TWh în 2016** și o creștere a nivelului minim a stocului anual de gaze naturale aprobat de ANRE pentru **SNTGN Transgaz SA** de la **0,21 TWh în 2012 la 0,32 TWh în 2016**, așa cum se poate observa și din graficul următor:



🔗 În anul **2015**, nivelul stocului minim de gaze naturale pe care titularii **licențelor de furnizare** aveau obligația să îl constituie până la data de **31.10.2015** a fost de **17,48 TWh**, înregistrând o scădere cu cca **30,2% (7,57 TWh)**, față de aceeași perioadă a anului **2012 (25,06TWh)**.

Totodată, în anul **2016**, s-a remarcat o creștere ușoară, cu cca. **4,9% (0,86TWh)**, a nivelului stocului minim de gaze naturale pe care titularii **licențelor de furnizare** aveau obligația să îl constituie până la data de **31.10.2016**, față de aceeași perioadă a anului **2015 (17,48 TWh)**.

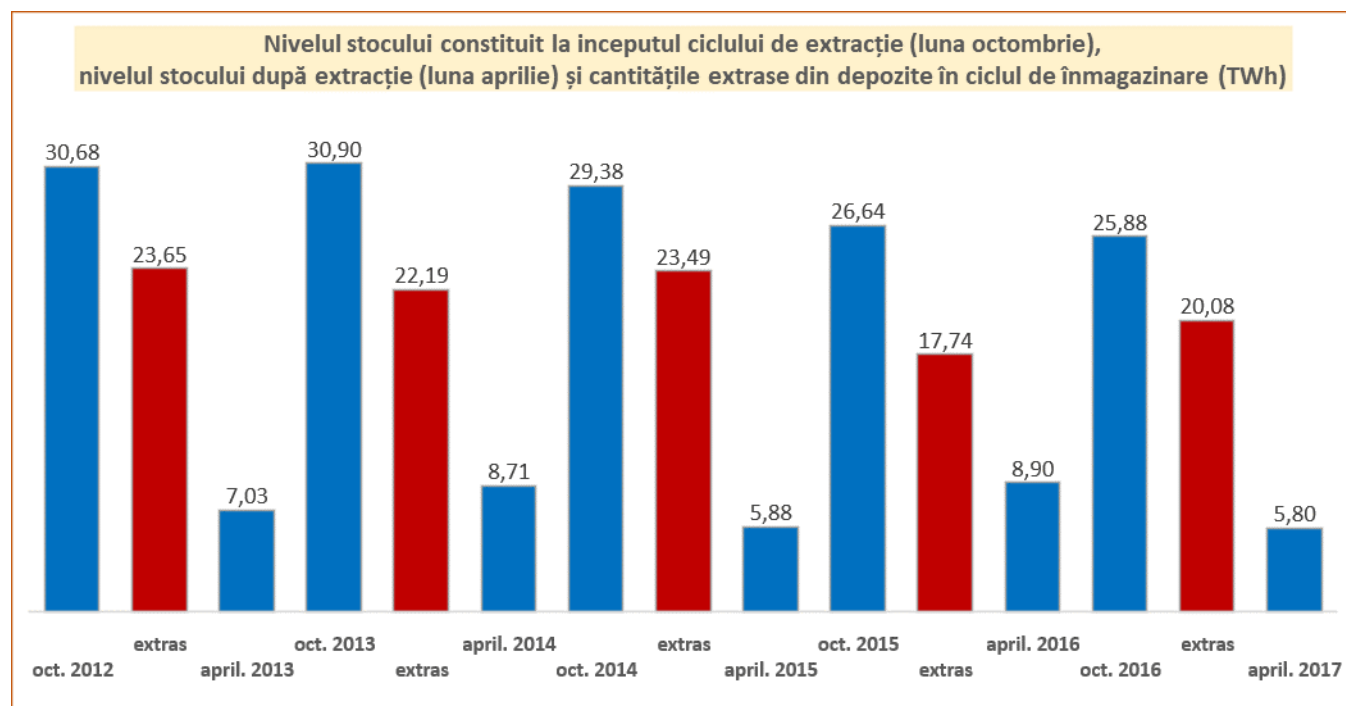
✎ **Raportat la consumul total înregistrat la nivel național**, care a înregistrat o scădere în perioada **2012-2016**, de la **144,65 TWh în 2012**, la **124,14 TWh în 2016**, stocul minim de gaze naturale aprobat de ANRE a cunoscut o **diminuare mult mai accentuată**, de la **25,06 TWh în 2012**, la **18,34 TWh în 2016**, în timp ce **ponderea stocului minim în consumul total a înregistrat de asemenea o diminuare**, de la **17,32% în anul 2012**, la **14,77% în anul 2016**.

✎ **Totodată, ponderea stocului minim de gaze naturale aprobat de ANRE în consumul total anual de gaze naturale la nivel național a înregistrat oscilații în perioada auditată și chiar o diminuare în perioada 2014-2016**. Astfel, dacă **ponderea stocului minim de gaze naturale aprobat de ANRE**, în consumul total de gaze naturale înregistrat în anul **2013** a fost de **18,20%**, în anul **2014** această pondere a fost de **15,49%**, în anul **2015**, de **14,36%**, iar în anul **2016** de **14,77%**.

✎ **S-a remarcat faptul că**, metodologiile elaborate de ANRE pentru stabilirea nivelului stocului minim de gaze naturale au dat posibilitatea furnizorilor licențiați de a-și respecta obligația de constituire a stocului minim de gaze naturale, până la data de 31 octombrie a fiecărui an, **și prin încheierea de contracte de mandat** cu un alt titular al licenței de furnizare a gazelor naturale.

Auditul a identificat situații în care un operator a schimbat destinația gazelor achiziționate din producția internă în vederea realizării stocului minim pentru piața reglementată, respectiv a utilizat aceste cantități pentru revânzarea pe piața concurențială către un alt furnizor pentru care nu a deținut mandat la momentul achiziționării și constituirii stocului minim.

Situația stocurilor de gaze naturale constituite la începutul fiecărui ciclu de extracție (luna octombrie) și a stocurilor de gaze naturale rămase la sfârșitul fiecărui ciclu de extracție (luna aprilie), precum și evoluția cantităților consumate din înmagazinare (extrase din depozite în ciclul de înmagazinare octombrie-aprilie) este prezentată în diagrama următoare:



✎ În anul **2016**, **nivelul stocului** constituit la **începutul ciclului de extracție** (luna octombrie) a fost de **25,88 TWh**, înregistrând o scădere cu cca. **15,64%**, față de anul **2012**, când acest nivel a înregistrat **30,68 TWh**.

Dacă în anul **2012**, **nivelul stocului** de gaze naturale constituit la **începutul ciclului de extracție (luna octombrie)** reprezenta **91,4 % (30,68 TWh)** din **capacitatea tehnică** totală de înmagazinare a depozitelor operatorilor Romgaz SA și Depomureș SA (**33,57 TWh**), în anul **2016**, această pondere a scăzut la **79,56 % (25,88 TWh)**.

✎ Anual, la **sfârșitul fiecărui ciclu de extracție (luna aprilie)**, **stocurile constituite în luna octombrie nu au fost consumate integral**, **cantitățile de gaze extrase fiind inferioare stocului constituit, fiind înregistrate stocuri după extracție de: 7,03 TWh la aprilie 2013, 8,71 TWh la aprilie 2014, 5,88 TWh la aprilie 2015, 8,90 TWh la aprilie 2016 și 5,48 TWh la aprilie 2017.**

✎ În ceea ce privește activitatea comercială a operatorilor economici care desfășoară activități de înmagazinare a gazelor naturale, cu toate că, potrivit prevederilor **art. 142 din Legea nr. 123/2012** aceștia *aveau dreptul să elaboreze norme comerciale specifice activității proprii și să le supună spre aprobare ANRE, astfel de norme nu au fost transmise și aprobate de ANRE.*

12.3. Sistemul de distribuție a gazelor naturale

Prin **rețeaua de distribuție a gazelor naturale (RD)** se înțelege ansamblul de conducte conectate între ele, inclusiv instalațiile și echipamentele aferente pentru vehicularea gazelor naturale, conform reglementărilor tehnice specifice.

✎ La data de **31.12.2016**, **lungimea totală a rețelei de distribuție** a gazelor naturale (inclusiv bransamente) era de **48.899 km**, din care 27.179 km (**55%**) se aflau în **municipii și orașe**.

Cele mai lungi rețele de distribuție erau utilizate de societățile **Delgaz Grid SA** (21.831 km – 44,64%) și **Distrigaz Sud Rețele SRL** (19.128 km – 39,11%), care împreună dețin circa **84%** din **lungimea totală a rețelelor de distribuție a gazelor naturale**, urmate de **Premier Energy SRL** (1.241 km – 2,53%), **Gaz Vest SA** (1.146 km – 2,34%), **CPL Concordia – Filiala Cluj Napoca** (1.029 km – 2,10%), **Gaz Sud SA** (788 km – 1,61%), **Megaconstruct SA** (538 km – 1,10%), **Wirom Gaz SA** (391 km – 0,79%).

✎ La finele anului **2016**, **sistemele de distribuție a gazelor naturale erau compuse din:**

✓ **39.833 km conducte**, din care: 17.187 km (**43,15%**) **conducte din oțel** și 22.646 km (**56,85%**) **conducte din polietilenă;**

✓ **9.066 km bransamente**, din care: 4.169 km (**45,98%**) **bransamente din oțel** și 4.897 km (**54,02%**) **bransamente din polietilenă;**

✓ **1.307.763 bucăți bransamente**, din care: 562.945 bucăți (**43,05%**) **bransamente din oțel** și 744.818 bucăți (**56,95%**) **bransamente din polietilenă;**

✓ **5.935 stații reglare măsurare.**

■ În ceea ce privește **starea tehnică a principalelor componente** ce alcătuiau **rețelele de distribuție** la data de **31.12.2016**, s-au remarcat următoarele:

- din cei **17.187 km conducte din oțel**, **2.866 km (16,68%)** aveau o **durată de funcționare depășită** reglementată, iar **6.934 km (40,35%)** aveau o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani;

- din cei **4.169 km** bransamente din oțel, **696 Km (16,70%)** aveau o **durată de funcționare depășită** reglementată, iar **1.747 Km (41,91%)** aveau o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani;

- din cele **562.945 bucăți** bransamente din oțel, **70.520 bucăți (12,53%)** aveau o **durată de funcționare depășită** reglementată, iar **246.719 bucăți (43,83%)** aveau o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani;

- din cele **5.935 stații de reglare măsurare**, **1.833 stații (30,89%)** aveau o durată de funcționare **mai mare de 30 ani**, iar **408 stații (6,88%)** aveau o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani.

■ **În ceea ce privește lucrările de înlocuire/ reabilitare/ modernizare efectuate în perioada 2012-2016**, asupra componentelor ce alcătuiesc rețelele de distribuție, s-au remarcat următoarele:

- au fost **înlocuite/reabilitate/modernizate** conducte în lungime de **2.431 km**, reprezentând **6,75%** din lungimea totală de **35.985 km** conducte existente la data de **31.12.2011**, și **44,28%** din lungimea conductelor care aveau o **durată de funcționare** mai mare de 30 ani (**2.438 km**) și a celor cu o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani (**3.053 km**);

- au fost **înlocuite/reabilitate/modernizate** bransamente în lungime de **845 km**, reprezentând **10,4%** din lungimea totală de **8.108 km bransamente** existente la data de **31.12.2011**, și **58,44%** din lungimea bransamentelor care aveau o **durată de funcționare** mai mare de 30 ani (**605 km**) și a celor cu o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani (**841 km**);

- au fost **înlocuite/reabilitate/modernizate** **114.694 bucăți** bransamente, reprezentând **9,9%** din totalul de **1.148.282 bucăți bransamente** existente la data de **31.12.2011**, și **68,60 %** din numărul bransamentelor care aveau o **durată de funcționare** mai mare de 30 ani (**67.260 bucăți**) și a celor cu o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani (**99.946 bucăți**);

- au fost **înlocuite/reabilitate/modernizate** **167 stații de reglare măsurare**, reprezentând **3,25%** din totalul de **5.130 stații de reglare măsurare** existente la data de **31.12.2011**, și **8,14 %** din numărul stațiilor care aveau o **durată de funcționare** mai mare de 30 ani – (**1.413 stații**) și a celor cu o durată de funcționare cuprinsă între 20 ani - 30 ani (**638 stații**).

✎ **Deși** au trecut peste **10 ani** de la data aprobării *Strategiei energetice a României* (Hotărârea Guvernului 1069/05.09.2007), act normativ prin care au fost prevăzute investiții pentru reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale, ca urmare a evaluării stării tehnice a rețelelor în anul 2007, când s-a constatat faptul că **rețelele de distribuție a gazelor naturale** sunt caracterizate printr-un **grad ridicat de uzură a conductelor și bransamentelor**, **circa 40% având durată normată de viață depășită**, s-a remarcat faptul că **nivelul gradului de uzură al acestor componente a crescut**, ajungând la **cca. 57%** din totalul conductelor și bransamentelor din oțel (**12.243 km cu durată normată de viață depășită din totalul de 21.356 km**).

✎ **Deși**, potrivit **Ordinului ANRE nr. 84/10.09.2014** (actualizat), **titularii de licență** aveau **obligația să actualizeze caracteristicile tehnice ale sistemelor de distribuție** (precizate în anexele la licența de operare a sistemului de distribuție), **auditul a remarcat existența unor diferențe semnificative**, în sensul că **principalele componente ale sistemelor de distribuție** (conducte, bransamente, stații de reglare măsurare) **aprobatе de ANRE și incluse în anexele la licențe, sunt diferite de cele existente la 31.12.2016**, raportate de operatorii de distribuție, fiind constatată

diminuarea acestora cu 4.384 km conducte și branșamente (8,9% din totalul de 48.899 km), 227.435 bucăți branșamente (17,39% din totalul de 1.307.763 bucăți) și 1.571 stații de reglare măsurare (26,47% din totalul de 5.935 stații).

✎ Totodată, deși în conformitate cu prevederile art. 138 din Legea nr. 123/2012, operatorii de distribuție aveau obligația să elaboreze și să trimită la ANRE planurile de investiții pe 5 ani ale sistemelor pe care le operează, planuri ce se actualizează anual de către operator și se aprobă de către ANRE, s-a remarcat faptul că, deși acestea au fost elaborate și transmise de operatorii de distribuție, ANRE nu a întreprins măsuri pentru analiza și aprobarea acestora.

Mai mult, în condițiile în care ANRE avea atribuții în aprobarea și implicit monitorizarea planurilor de investiții ale operatorilor de distribuție, precum și în publicarea acestor informații în Raportul anual de activitate, acest fapt nu a fost prezentat, deși constituie una dintre principalele probleme ale siguranței rețelelor de distribuție gaze naturale.

Pe de o parte, s-a remarcat dezinteresul față de starea tehnică a infrastructurii de distribuție gaze naturale, și a problemelor identificate, iar pe de altă parte, lipsa de informare a factorilor politici și a consumatorului de gaze naturale asupra stării tehnice a acestor rețele, în contextul în care, destinatarii Raportului de activitate al Autorității de reglementare sunt Parlamentul, Guvernul și Președintele României, Consiliul Concurenței, Agenția de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER, Comisia Europeană, iar prin Raportul anual întocmit nu a fost prezentată starea tehnică a infrastructurii de distribuție gaze naturale.

Concesionarea serviciului de distribuție a gazelor naturale

Serviciul public de distribuție a gazelor naturale reprezintă ansamblul activităților și operațiunilor desfășurate de către concesionar pentru/sau în legătură cu activitatea de distribuție a gazelor naturale în cadrul perimetrului concesiunii, inclusiv construcția, exploatarea, dezvoltarea, reabilitarea și utilizarea sistemelor de distribuție a gazelor naturale.

Serviciul public de distribuție a gazelor naturale se concesionează pentru una sau mai multe zone delimitate, respectiv pentru unitățile administrativ-teritoriale.

Potrivit art.5 din Legea nr. 219/25.11.1998 *privind regimul concesiunilor*, abrogată de OUG nr. 34/2006, au avut calitatea de **concedent**, în numele statului, județului, orașului sau comunei:

- **ministerele** sau alte organe de specialitate ale administrației publice centrale, pentru bunurile proprietate publică sau privată a statului ori pentru activitățile și **serviciile publice de interes național**;
- **consiliile județene, consiliile locale** sau instituțiile publice de interes local, pentru bunurile proprietate publică ori privată a județului, orașului sau comunei ori pentru activitățile și **serviciile publice de interes local**.

Instituțiile din cadrul administrației publice centrale care au avut calitatea de autoritate contractantă, în ceea ce privește serviciul public de distribuție a gazelor naturale, sunt:

- în perioada **ianuarie 2010 – februarie 2013, Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 1634/2009**;

- în perioada **martie 2013 – iulie 2013, Ministerul Economiei**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 47/2013**;

- în perioada **august 2013 – decembrie 2014, Departamentul pentru Energie**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 429/2013**;

- în perioada **ianuarie 2015 – decembrie 2015**, **Ministerul Energiei Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri (MEIMMA)**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 42/2015**;

- **ulterior lunii ianuarie 2016**, **Ministerul Energiei**, în baza **Hotărârii Guvernului nr. 980/2015**.

✎ La finele anului **2016** se **aflau în derulare** un număr total de **319 contracte de concesiune/asociere** a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, din care:

- **206 contracte de concesiune** încheiate cu **ministerul de resort** (**91 contracte** încheiate din perioada **2003-2004**, **105 contracte** încheiate din perioada **2005-2011** și **10 contracte** încheiate în perioada **2012-2016**);

- **113 contracte de concesiune/asociere** încheiate cu **autoritățile locale** din perioada **1999–2002**.

✎ În perioada **2012-2016**, ministerul de resort, în calitate de concedent, a scos la licitație **serviciul public de distribuție a gazelor naturale**, urmare căreia a semnat un număr de **10 contracte de concesiune** (**8 contracte** în anul **2012**, **1 contract** în anul **2015** și **1 contract** în anul **2016**).

Scăderea, în ultimii 2 ani (**2015-2016**), a numărului de **contracte de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale încheiate**, a fost motivată de conducerea Ministerului Energiei, ca fiind datorată **blocajelor generate** de aplicarea dispozițiilor **Legii nr. 100/2016 privind concesiunile de lucrări și concesiunile de servicii** și a Normelor metodologice de aplicare aprobate prin **HG nr. 867/2016**, întrucât **unele informații nu se regăsesc printre informațiile cuprinse în cadrul studiilor de fezabilitate avizate de ANRE**.

✎ La finele anului **2016** se **aflau în derulare** un număr total de **319 contracte de concesiune/asociere** a serviciului public de distribuție a gazelor naturale, **încheiate cu** un număr de **38 societăți**, cele mai multe fiind deținute de **Distrigaz Sud Rețele Engie SRL** (93 contracte), urmată de **Premier Energy** (45 contracte), **Gaz Vest** (36 contracte), **CPL Concordia – Filiala Cluj Napoca** (27 contracte), **Gaz Sud** (16 contracte), **Megaconstruct SA** (14 contracte) și **Delgaz Grid SA** (fosta societate E.ON Distribuție România SA - 12 contracte).

■ **Din analiza modului în care a fost realizată concesiunea serviciului public de distribuție a gazelor naturale de către Ministerul de resort s-au remarcat următoarele:**

La **art. 8 din Legea nr. 219/1998** s-a prevăzut faptul că, **concesiunea** unor bunuri proprietate publică ori privată a statului, a unor activități sau a **unor servicii publice se aprobă** pe baza caietului de sarcini al concesiunii, **prin hotărâre a Guvernului**, a consiliului județean, orășenesc sau comunal, după caz.

✎ **Deși Legea nr.219/25.11.1998 privind regimul concesiunilor prevedea obligativitatea aprobării concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale prin hotărâre a Guvernului**, a consiliului județean, orășenesc sau comunal (după caz), **s-a remarcat faptul că, până în anul 2006, concesiunea acestui serviciu a fost aprobată prin Ordin al ministrului de resort, astfel:**

- în anul **2004**, pentru un număr de **1.543 zone** și **3 puncte de consum**, concesiunea serviciului public de distribuție a gazelor naturale **s-a aprobat prin Ordinele ministrului Economiei și Comerțului nr. 746/08.11.2004 și nr. 747/08.11.2004**. Totodată, prin aceste *Ordine*, **au fost aprobate: caietele de sarcini ale concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale, forma contractului de concesiune aferent serviciului public și procedura pentru acordarea concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale (licitația publică deschisă fără preselectie).**

- în anul **2005** a fost finalizată **concesionarea** serviciului public de distribuție a gazelor naturale, fiind încheiate **Contractele de concesiune nr.120/18.02.2005** cu Societatea Comercială **Distrigaz Sud SA – București**, în perimetrul format din zonele delimitate și prevăzute în Anexa 1 la Ordinul MEC nr.747/2004 și nr.121/02.03.2005 cu Societatea Comercială **Distrigaz Nord SA – Târgu Mureș**, în perimetrul format din zonele delimitate și prevăzute în Anexa 1 la Ordinul MEC nr.746/2004.

Ulterior, în anul **2007**, urmare abrogării **Legii nr.219/25.11.1998** de către **Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 34/2006 privind atribuirea contractelor de achiziție publică, a contractelor de concesiune de lucrări publice și a contractelor de concesiune de servicii, prin Ordinul ministrului Economiei și Finanțelor nr. 1652/17.10.2007 (art.5)** s-a prevăzut ca aprobarea **concesionării serviciului public de distribuție a gazelor naturale să se realizeze prin ordin al ministrului economiei și finanțelor.**

■ În baza **art. 7 din Legea nr. 219/25.11.1998** s-a prevăzut faptul că inițierea concesiunii să aibă la bază un **studiu de oportunitate** efectuat, în prealabil, de către concedent, studiu ce **trebuia aprobat** prin ordin/hotărâre sau decizie a concedentului, după caz.

Aceeași legislație aplicabilă în perioada acordării serviciului de distribuție gaze naturale prevedea faptul că, **în baza studiului de oportunitate trebuia elaborat caietul de sarcini al concesiunii.**

Potrivit prevederilor **art.4 din Hotărârea Guvernului nr. 216/25.03.1999 pentru aprobarea Normelor metodologice-cadru de aplicare a Legii nr. 219/1998 privind regimul concesiunilor, concedentul avea obligația** de a întocmi **dosarul concesiunii** pentru fiecare contract atribuit.

La **art.211-212 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 34/19.04.2006 privind atribuirea contractelor de achiziție publică, a contractelor de concesiune de lucrări publice și a contractelor de concesiune de servicii** (care a abrogat **Legea nr. 219/1998**), a fost prevăzută **obligația autorității contractante** de a întocmi **dosarul achiziției publice** pentru fiecare contract atribuit, dosar ce se păstrează atâta timp cât contractul de achiziție publică produce efecte juridice, dar nu mai puțin de 5 ani de la data finalizării contractului respectiv.

✎ **S-a remarcat faptul că unele dosare** aferente contractelor de concesiune, aflate în derulare în perioada **2012-2016 erau incomplete**, astfel că în urma verificării unui **eșantion** format din 49 contracte de concesiune, **s-au desprins următoarele concluzii:**

- **pentru un număr de 49 contracte de concesiune lipsesc studiile de oportunitate și ordinul de aprobare a acestora**, pentru un număr de **17 contracte** de concesiune **nu a fost prezentat caietul de sarcini**, iar pentru un număr de **22 contracte** de concesiune **nu a fost prezentată oferta financiară** depusă de concesionar.

Reprezentanții *Ministerului* au subliniat faptul că aceste carențe **se datorează timpului prea scurt în care s-a realizat predarea-primirea documentelor privind activitatea de concesionare**, la data înființării Ministerului Energiei, prin semnarea Protocolului dintre Ministerul Economiei, Comerțului și Turismului și Ministerul Energiei cu nr. 110.969/27.05.2015.

✎ **Totodată, s-a remarcat faptul că nu există o evidență a volumului fizic și valoric al investițiilor asumate** prin contractul de concesiune și documentele acestuia (caiet de sarcini, anexe, grafic de realizare a investiției, etc), respectiv **nu a existat o evidență centralizată în ceea ce privește lungimea conductelor și a bransamentelor realizate în baza contractelor de concesiune.**

Referitor la **investițiile** ce trebuiau realizate conform clauzelor prevăzute în contractele de concesiune, **în anul 2016**, Ministerul Energiei a **solicitat** celor 32 societăți concesiunarea serviciului public de distribuție a gazelor naturale *“stadiul și dovada realizării programului de investiții la termenele expres menționate în graficul fizic și valoric anexă la aceste contracte”*.

✎ **Deși** concesiionarii s-au conformat cerințelor Ministerului Energiei încă din anul 2016, la data acțiunii de audit, **informațiile primite nu au fost analizate** de către Departamentele de specialitate ale Ministerului Energiei, **motivul fiind lipsa** de personal și schimbările survenite de-a lungul timpului în ceea ce privește structura organizatorică a concedentului.

✎ **Auditul a remarcat faptul că nu a existat o monitorizare riguroasă în ceea ce privește gradul de racordare efectiv realizat** în perioada **2012-2016**, raportat la investițiile realizate în baza contractelor de concesiune aflate în derulare în această perioadă.

Astfel, din cele **32** societăți care au avut calitatea de concesionar al serviciului de distribuție al gazelor naturale, în perioada **2012-2016**, doar **16 societăți au transmis gradul de racordare la sistemul de distribuție realizat**, grad cuprins între **1,83% - 61,5%**, rezultând un **grad mediu de racordare de 30,21%**.

Menționăm faptul că, **cele mai mari societăți de distribuție**, respectiv Societatea Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid (E.ON Distribuție România), **nu au comunicat** gradul de racordare la sistemul de distribuție realizat.

✎ **S-a remarcat faptul că nu au fost efectuate controale de către concedent (Ministerul de resort) privind stadiul realizării investițiilor asumate de concesionari prin contractele de concesiune, deși acesta avea dreptul să verifice stadiul de realizare a acestora**, conform prevederilor **HG nr. 1720/14.10.2004**.

Aspectele referitoare la **stadiul realizării investițiilor asumate de concesionari prin contractele de concesiune, lipsa controalelor la concesionari, au fost constatate încă din 2016** și aduse la cunoștința conducerii Ministerului Energiei, prin Rapoartele de audit întocmite de Curtea de Conturi (Departamentul IV), însă factorii de decizie nu au întreprins măsuri eficiente pentru remedierea acestor aspecte.

✎ **S-a remarcat faptul că entitățile concesionare ale serviciului public de distribuție nu au transmis anual inventarul fizic și financiar** al principalelor bunuri utilizate pentru realizarea serviciului, excepție făcând SC Distrigaz Sud Rețele, care a comunicat în anul 2016 inventarul aferent anului 2015 și 2016, **fără ca aceste date să fie analizate de reprezentanții Ministerului de resort**.

■ Potrivit **art. 1[^]1 din Legea nr. 219/25.11.1998 privind regimul concesiunilor**, atribuirea **concesiunii** de activități și **servicii publice** de interes național și local și de bunuri proprietate publică ori privată a statului se face **în baza unui contract în schimbul unei redevențe** (sumă datorată bugetului de stat de către concesionar pentru exploatarea serviciului public de distribuție a gazelor naturale).

✎ **S-a remarcat încheierea unor contracte în care nivelul redevenței a fost stabilit sub nivelul minim** prevăzut în caietul de sarcini, cum ar fi cazul **contractului de concesiune nr. 97/15.12.2004**, în care nivelul redevenței este în procent de **1,1%**, **mai mic decât minimul stabilit în caietul de sarcini (minim 3%)**, anexă la acest contract.

Până la apariția **Ordinului ministrului Economiei și Finanțelor nr. 1652/17.10.2007**, intrat în vigoare pe data de **06.11.2007**, **nivelul redevenței nu a reprezentat un criteriu de evaluare a ofertelor**

în cadrul procedurilor de atribuire a contractelor de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale.

După apariția acestui Ordin, **nivelul redevenței a reprezentat unul din criteriile** de evaluare a ofertelor în cadrul procedurii de atribuire a contractelor de concesiune, pentru valoarea procentuală a redevenței oferite de concesionar, **fiind atribuit un punctaj care a fost modificat de-a lungul timpului**. Dacă în perioada **2007-2010** pentru cota procentuală a redevenței oferită de concesionar se acorda un punctaj care putea ajunge la maxim **20 de puncte**, în perioada **2010-2016** punctajul maxim ce putea fi acordat era de doar **5 puncte**, **acesta reprezentând cel mai mic punctaj**, față de punctajele acordate pentru celelalte criterii de evaluare a ofertelor.

✎ **S-a remarcat faptul că**, în perioada **2012-2016**, la nivelul concedentului **nu au existat proceduri** cu privire la verificarea modului de calcul a redevenței, respectiv a cantităților de gaze naturale distribuite, declarate de concesionari. **Totodată**, la data auditului **nu exista o evidență centralizată a cuantumului redevenței datorate și plătite de concesionarii** serviciului de distribuție a gazelor naturale, **precum și a cantității de gaze naturale distribuite**, în perioada **2012-2016**, în funcție de care s-a calculat redevența datorată.

În urma solicitărilor făcute în perioada derulării misiunii de audit de către reprezentanții Ministerului Energiei către societățile concesionare au fost comunicate informații, potrivit cărora, **valoarea totală a redevenței datorate și achitate în perioada 2012-2016 a fost de 436,57 milioane de lei**, din care: în anul 2012 – 70,83 milioane de lei; în anul 2013 – 86,37 milioane de lei; în anul 2014 – 86,74 milioane de lei; în anul 2015 - 95,27 milioane de lei și în anul 2016 - 97,37 milioane de lei.

O situație aparte s-a constatat în cazul furnizorilor de ultimă instanță desemnați de ANRE să opereze sistemul de distribuție a gazelor naturale în vederea asigurării continuității și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale a clienților, în perimetrele în care contractele de concesiune au încetat de drept/reziliate.

În cazul acestor operatori, reprezentanții Ministerului Energiei au invocat faptul că **“plata redevenței nu se regăsește în cadrul drepturilor și obligațiilor concesionarului stipulate în lege, aceasta fiind o obligație prevăzută doar în cadrul contractelor de concesiune ...în prezent, aceasta nu se poate percepe ca și obligație a operatorilor desemnați ca furnizori de ultima instanță de către autoritatea de reglementare”**.

✎ **În ceea ce privește constituirea garanției contractuale pentru plata redevenței**, s-a remarcat că **nu în toate cazurile aceasta s-a efectuat la nivelul reglementat de cadru legal aplicabil, astfel:**

- **există contracte** de concesiune încheiate înainte de apariția HG 1720/2004 și aflate în derulare în anul 2016, la care **s-a remarcat faptul că nu au fost încheiate acte adiționale la contractele de concesiune și implicit nu a fost actualizată valoarea scrisorii de garanție**, la un nivel al redevenței pentru a garanta în mod irevocabil și necondiționat plata acesteia către bugetul de stat, în cazul în care concesionarul nu își îndeplinește obligația de plată la termen;

- **există contracte**, încheiate în perioada 2003-2004, la care **s-a remarcat faptul că valorile scrisorilor de garanție** constituite pentru garantarea plății redevenței sunt cuprinse între **1% -18 %**, mult sub nivelul de **50%** stabilit prin **HG nr. 749/26.08.2014**.

✎ **În ceea ce privește modificarea/actualizarea contractelor de concesiune**, s-a remarcat lipsa de interes a concedentului în acest sens, astfel că, **din cele 40 de contracte de concesiune la**

care s-a solicitat încheierea de acte adiționale, până la data auditului au fost încheiate acte adiționale doar pentru un număr de **7 contracte de concesiune**.

Obiectul solicitărilor privind încheierea actelor adiționale îl constituie, în principal, **prelungirea termenului de realizare a investițiilor asumate de concesionari (solicitări transmise încă din anul 2013)**, motivând, în principal, cauze independente de voința acestora.

✎ **Raportat la termenele de realizare a investițiilor prevăzute în contractele de concesiune, s-a observat faptul că nu în toate cazurile aceste termene au fost prelungite prin acte adiționale, deși concesionarii înregistrau un grad de realizare a investițiilor asumate de 26% - 87%.**

✎ **În caietele de sarcini și ulterior în contractele de concesiune, nu în toate cazurile au fost definite, identificate și evidențiate distinct bunurile de retur care revin de plin drept, gratuit și libere de orice sarcini concedentului, la expirarea contractului de concesiune, bunurile de preluare care, la expirarea contractului de concesiune, pot reveni concedentului, în măsura în care acesta își manifesta intenția de a prelua bunurile respective în schimbul plății unei compensații sau bunurile proprii care, la expirarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului.**

Această situație se regăsește, în caietele de sarcini și ulterior în contractele de concesiune încheiate cu cei doi mari operatori de distribuție (SC Distrigaz Sud SA și SC Distrigaz Nord SA), unde nu au fost definite, identificate și evidențiate distinct bunurile de retur, bunurile de preluare și bunurile proprii utilizate de concesionar în derularea serviciului de distribuție al gazelor naturale și nici nu s-a prevăzut modul de repartizare a acestora la încetarea contractului de concesiune.

Auditul consideră deosebit de grav faptul că, deși ministerul de resort, în calitate de autoritate concedentă avea atribuții în încheierea contractelor de concesiune a serviciului de distribuție gaze naturale și în urmărirea derulării lor s-a remarcat lipsa de informare a factorilor politici și a consumatorului asupra nerealizării investițiilor prevăzute prin contractele încheiate și a problemelor identificate.

Autorizarea serviciului de distribuție a gazelor naturale

✎ La finele anului **2016** erau **licențiați** pentru operarea sistemului de distribuție a gazelor naturale un număr de **39 operatori**, fiind în vigoare un număr total de **40 licențe de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale**.

Principalii operatori de distribuție, respectiv **SC Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz Grid SA (SC E.ON Gaz Distribuție SA)** își desfășoară activitatea în baza **Licențelor de operare a sistemelor de distribuție a gazelor naturale nr.1869/18.10.2013, respectiv nr.1876/30.10.2013.**

✎ **Auditul a constatat nerespectarea termenului de 2 ani prevăzut la art. 138 alin. (1) lit. g din Legea nr. 123/2012, situație constatată în cazul Deciziilor de retragere a licențelor de distribuție pentru 2 operatori, cazuri în care un alt operator a fost desemnat să opereze sistemul de distribuție a gazelor naturale în satul Crizbav (județul Brașov) respectiv, în localitatea Motru (județul Gorj) pentru o perioadă mai mare decât cea prevăzută de lege și fără a avea la bază o reglementare emisă în conformitate cu prevederile legale.**

✎ Din punct de vedere al numărului de localități incluse în licențele de operare a sistemelor de distribuție, **s-a remarcat faptul că județul Mureș are incluse în licența de operare cel mai mare număr de localități (309), iar cel mai mic număr de localități incluse în acest sistem, se află în județul Mehedinți (1), iar, cel mai mare număr de operatori ai acestui sistem operează în județul**

Ilfov (8), urmat de județul **Iași (6)**, iar **cel mai mic număr de operatori (1)** ai acestui sistem operează în **Brăila, Sibiu, Mureș, Mehedinți, Hunedoara, Caraș Severin, Botoșani**.

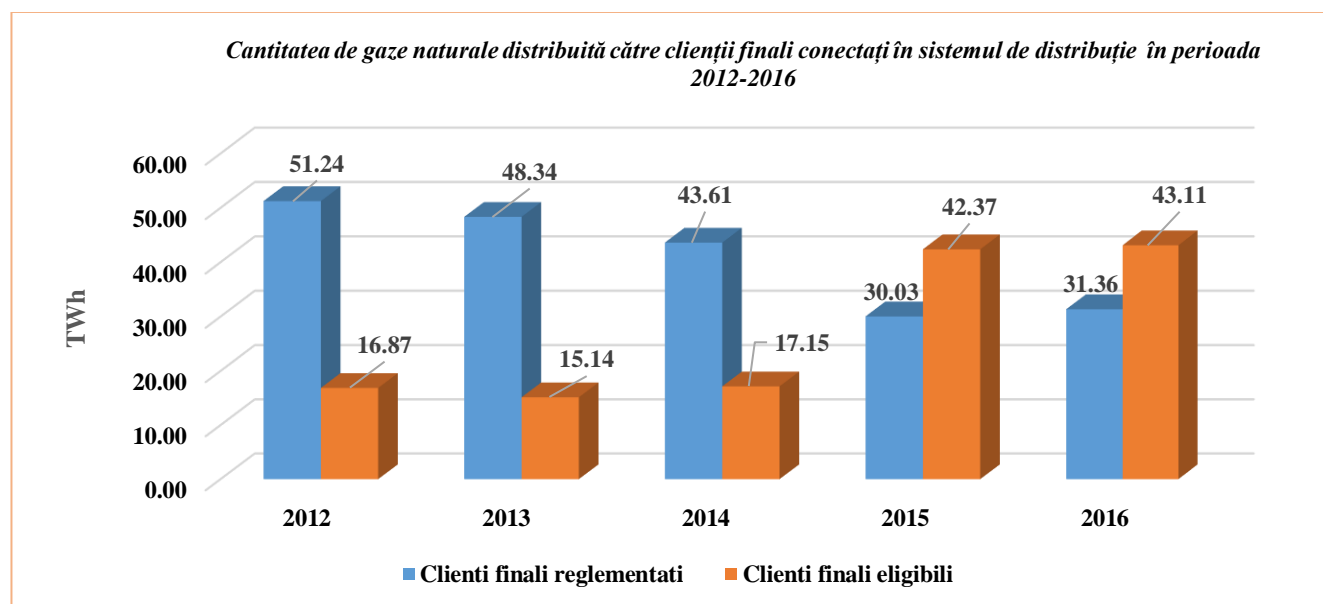
În ceea ce privește gradul de alimentare cu gaze naturale a județelor din România, s-a remarcat faptul că, cel mai mare grad este înregistrat în județele: **Prahova, Dâmbovița, Mureș**, unde alimentarea cu gaze se regăsește într-un număr de localități cuprinse între **150-350 localități**, fiind urmate de județele: **Maramureș, Bistrița, Cluj, Alba, Hunedoara, Sibiu, Brașov, Gorj, Vâlcea, Argeș și Ilfov**, unde alimentarea cu gaze se regăsește într-un număr de localități cuprinse între **51-150 localități**, în celelalte județe ale României alimentarea cu gaze fiind realizată în medie în 1-50 localități.

Cantitățile de gaze naturale distribuite prin sistemele de distribuție

În perioada **2012-2016**, cantitatea totală de gaze naturale distribuită către clienții finali conectați în sistemul de distribuție a fost de **339,22 TWh**, din care: **68,11 TWh (în anul 2012)**, **63,48 TWh (în anul 2013)**, **60,76 TWh (în anul 2014)**, **72,40 TWh (în anul 2015)** și **74,47 TWh (în anul 2016)**.

În perioada auditată, cantitatea totală de gaze naturale distribuită a înregistrat o scădere ușoară în perioada 2013-2014 față de anul 2012 respectiv, cu **4,63 TWh (6,80%)** în anul 2013 și **7,35 TWh (10,80%)** în anul 2014, urmată de o creștere semnificativă în perioada 2015-2016 față de anul 2014 respectiv, cu **11,64 TWh (19,16%)** și cu **13,71 (22,57%)** în anul 2016, în timp ce numărul total de clienți a crescut de la **3.201.257** în anul 2012, la **3.597.376** în anul 2016 (cu 2% în anii 2013 și 2014 și cu 3% în anii 2015 și 2016).

Reprezentarea grafică a cantităților de gaze naturale distribuite către consumatorii finali conectați în sistemele de distribuție, se prezintă astfel:

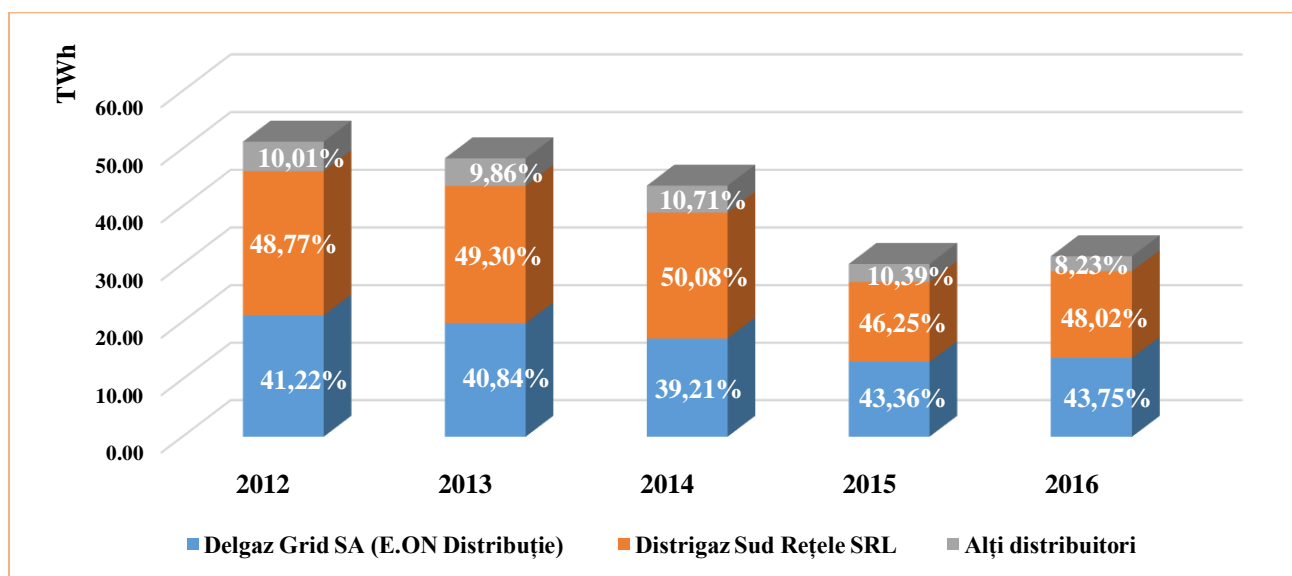


În timp ce cantitatea de gaze naturale distribuită către clienții finali reglementați a scăzut în fiecare an al perioadei 2012-2015, respectiv de la **51,24 TWh** în anul 2012, la **48,34 TWh** în anul 2013, **43,61 TWh** în anul 2014 și **30,03 TWh** în anul 2015, cantitatea de gaze naturale distribuită către clienții finali eligibili a crescut de la **16,87 TWh** în anul 2012 la **43,11 TWh (255%)** în anul 2016,

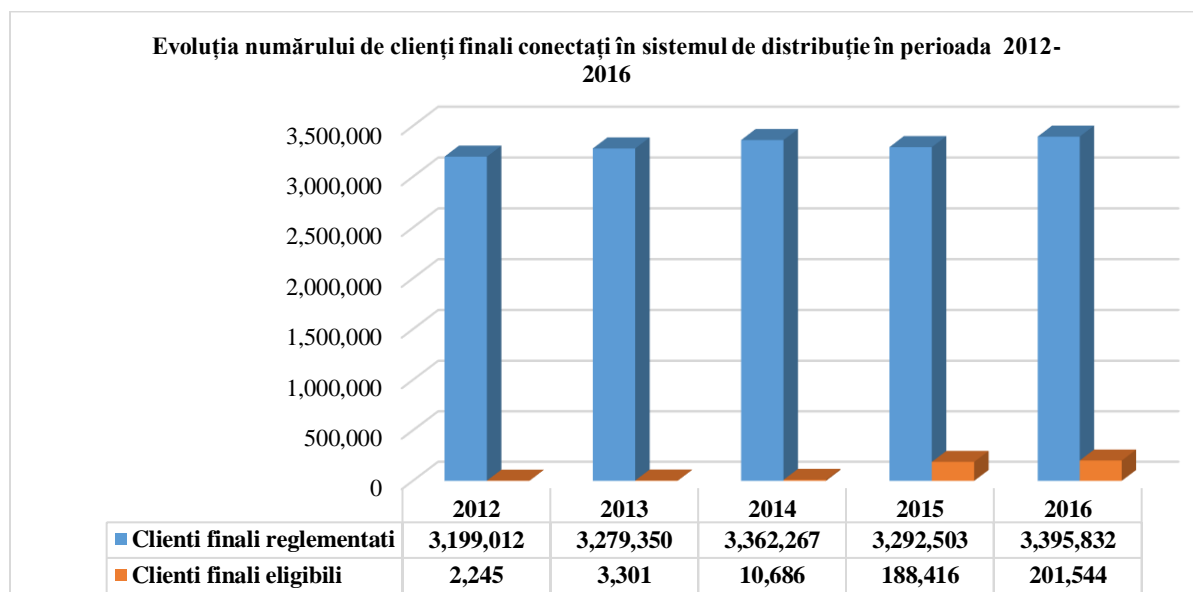
urmare a liberalizării prețului la gaze naturale, începând ca data de **1 ianuarie 2015**, pentru consumatorii noncasnici.

☞ **Raportat la cantitatea totală** de gaze naturale de **204,58 TWh**, distribuită către clienții finali conectați în sistemele de distribuție în perioada **2012-2016**, pe **piața reglementată**, cele mai mari cantități de gaze naturale au fost distribuite de operatorii de distribuție: **Delgaz Grid SA** (E.ON Distribuție), cu **84,70 TWh (41,41%)** și **Distrigaz Sud Rețele**, cu **99,60 TWh (48,69%)**.

Ponderea cantității de gaze naturale distribuită pe piața reglementată de principalii operatori de distribuție, în perioada **2012-2016**, se prezintă astfel:



☞ În perioada **2012-2016** a crescut atât **numărul clienților finali reglementați** respectiv, de la **3.199.012** (în anul 2012), la **3.395.832** (în anul 2016), cu **106%**, cât și **numărul clienților finali eligibili** de la **2.245** (în anul 2012) la **201.544** (în anul 2016), respectiv de **cca 89 ori**, astfel:



Potrivit datelor raportate de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, la data de **31.12.2016**, **numărul total de utilizatori conectați** în sistemele de distribuție a gazelor naturale, în mediul urban și rural, a fost de **3.503.118**.

✎ Din numărul total de **3.503.118** utilizatori, un număr de **2.928.604 utilizatori (83,60%)** se află în mediul urban, **cel mai mare număr** de utilizatori fiind deținut de **SC Distrigaz Sud Rețele SRL (1.385.917)**, urmat de **SC Delgaz Grid SA (1.378.376)**, iar un număr de **574.514 utilizatori (16,40 %)** se află în mediul rural, **cel mai mare număr** de utilizatori fiind deținut de **SC Delgaz Grid SA (303.030)**, urmat de **SC Distrigaz Sud Rețele SRL (184.298)**.

✎ **Auditul a constatat faptul că, ANRE nu a procedat la emiterea de reglementări** cu privire la serviciile de **stocare** și de **echilibrare** a gazelor naturale în sistemele de distribuție, în conformitate cu prevederile **art.138** din **Legea nr. 123/2012**.

Consumul tehnologic în sistemele de distribuție

În ceea ce privește **consumul tehnologic total** din sistemele de distribuție a gazelor naturale acesta a fost, în perioada auditată, de **11,49 TWh**, înregistrând o **scădere ușoară** de la **2,65 TWh**, în anul **2012** la **2,15 TWh**, în anul **2016**.

Raportat la cantitatea totală de gaze naturale distribuită prin sistemele de distribuție, consumul tehnologic a reprezentat **3,89%** în anul **2012**, iar în anul **2016** s-a înregistrat o diminuare, **până la 2,89%**.

✎ În perioada **2012-2016**, **circa 95%** din consumul tehnologic total în sistemele de distribuție a fost înregistrat de operatorii **Delgaz Grid SA (E.ON Distribuție)**, între **35% - 44%** și **Distrigaz Sud Rețele SRL**, între **52% - 60%**.

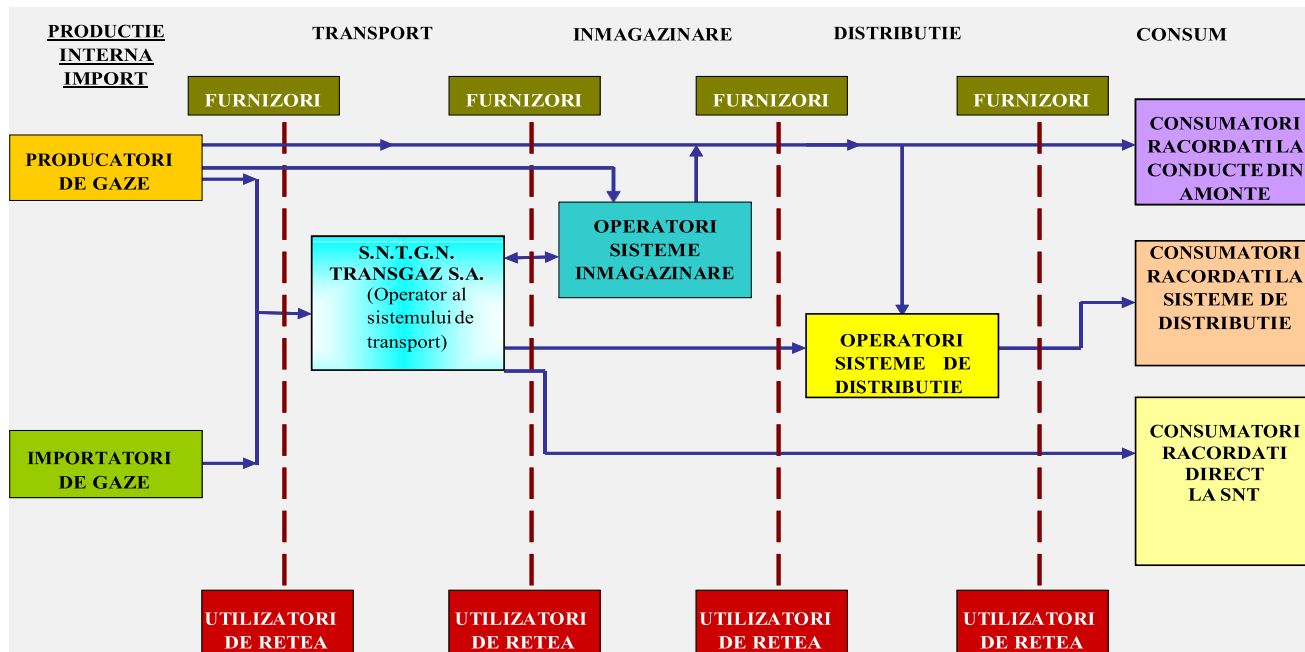
13. Modul de organizare și funcționare a pieței gazelor naturale în România

Conform Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, sectorul gazelor naturale din România este structurat în două segmente:

- piața reglementată și
- piața concurențială.

Această segmentare are rolul de a stabili activitățile economice specifice ce sunt sub supraveghere continuă - piața reglementată (tarifele de transport, înmagazinare, distribuție, prețurile reglementate la clienții casnici) și cele care se desfășoară liber, pe baza mecanismelor concurențiale.

Schematic, piața gazelor naturale din România, se prezintă astfel:



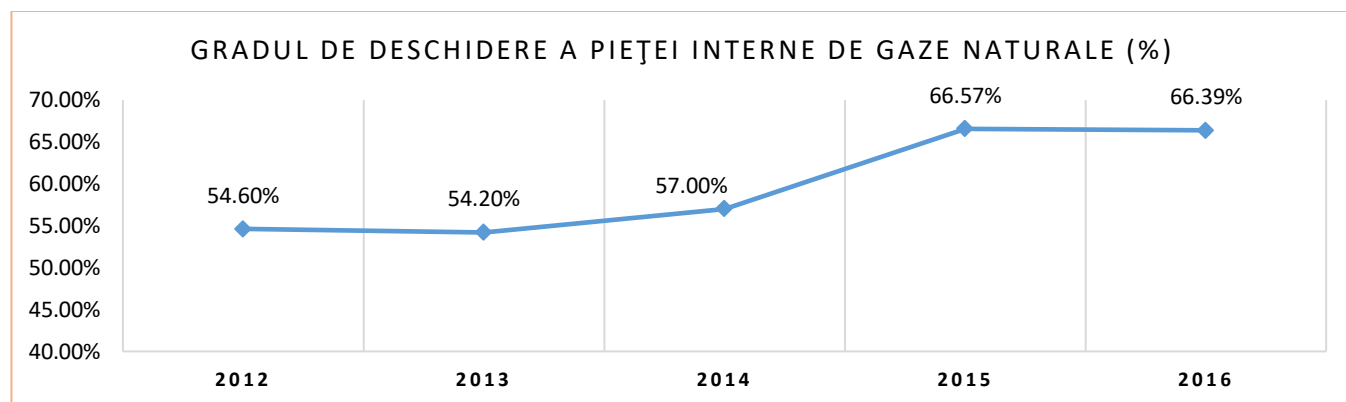
Sursa: Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport; Notă: fluxul fizic al gazelor naturale (→)

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, cuprinzând, la finele anului 2016:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz SA;
- 2 operatori de administrare a pieței centralizate de gaze naturale: OPCOM SA și BRM;
- 7 producători: Romgaz, OMV Petrom SA, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde, Stratum Energy și Hunt Oil Company;
- 2 operatori de înmagazinare subterană: Romgaz SA, Depomureș SA;
- 39 operatori de distribuție;
- 2 operatori de distribuție închisă: Oligopol și Petrotel Lukoil;
- 5 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: Engie Energy Management, Imex Oil, MET International AG, Alpiq Energy SE și Wiece AG Elveția;
- 87 furnizori activi prezenți pe piața de gaze naturale.

Deși piața de gaze naturale s-a deschis integral pentru toți consumatorii începând cu data de 1 iulie 2007, odată cu adoptarea Hotărârii Guvernului nr. 638/2007, așa cum se poate observa și din graficul următor, în luna decembrie 2016, gradul real de deschidere al pieței era de 66,39%,

însemnând că, doar **66,39%** din consumatori (în termeni de volum), își aleseseră în mod activ furnizorul, fiind consumatori eligibili.



13.1. Piața reglementată de gaze naturale

Piața reglementată de gaze naturale cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat, în baza contractelor cadru aprobate de ANRE, în acest segment, sistemele de prețuri și tarife au fost stabilite de ANRE, pe baza metodologiilor proprii.

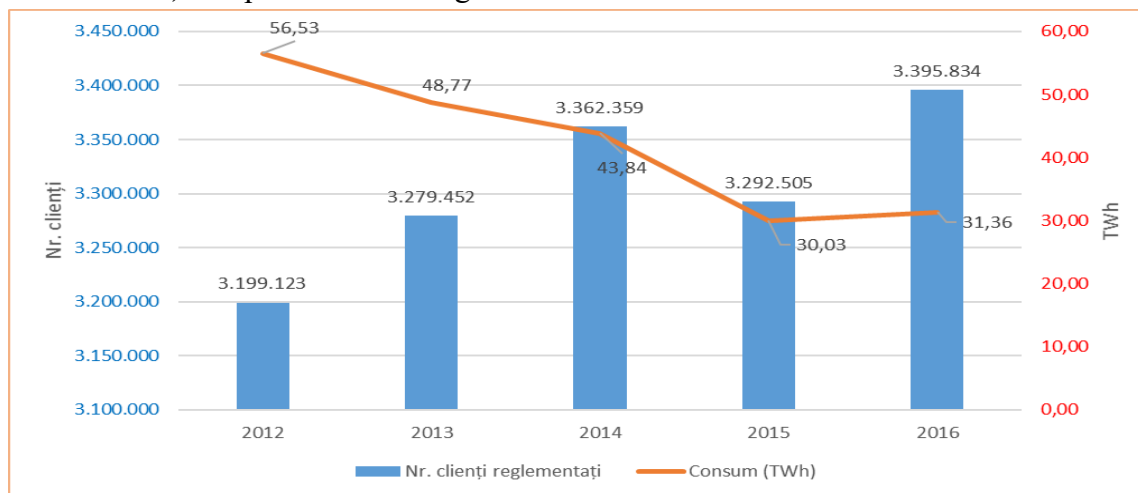
În anul **2016**, pe **pieța reglementată** au activat **38 furnizori de gaze naturale**, reprezentând 43.6% din totalul furnizorilor (87) activi prezenți pe piața de gaze naturale.

Indicatorii reprezentativi pentru funcționarea acestei piețe, sunt următorii:

1. Numărul de clienți reglementați și cantitatea de gaze naturale furnizată acestora

Dacă numărul **clienților casnici** care au beneficiat de prețuri reglementate a cunoscut o creștere în perioada auditată, cu cca **12,48%**, înregistrând la finele anului **2016** un număr de **3.395.834** clienți, față de **3.019.279** clienți la nivelul anului **2012**, numărul **clienților noncasnici** din piața reglementată a cunoscut o diminuare, respectiv de la **179.844** clienți în anul **2012**, la **170.950** clienți în anul **2014**, pentru ca începând cu data de **1 ianuarie 2015**, această categorie să iasă definitiv din piața reglementată, ca urmare a liberalizării complete a prețurilor pentru această categorie de clienți.

Evoluția numărului de clienți reglementați și consumul de gaze naturale al acestora, în perioada **2012-2016**, este prezentată în diagrama următoare:



2. Cota de piață a fiecărui furnizor participant la piața reglementată în funcție de numărul clienților casnici aflați în portofoliu

În anul **2016**, societățile **Engie România** și **E.ON Energie România** acopereau împreună cca. **93%** din consumul de gaze naturale aferent clienților casnici, pondere ce se păstrează apropiată de acest nivel pe toată perioada auditată, astfel:

- **E.ON Energie România** – **46,71%** - 1.586.080 clienți casnici;
- **Engie România** – **46,38%** - 1.575.153 clienți casnici;
- **Wirom Gas** – **1,1%** - 37.312 clienți casnici;
- **alți furnizori** (cu o cotă de piață de sub 1%) – **5,81%** - 197,287 clienți casnici.

3. Cota de piață a fiecărui furnizor participant la piața reglementată în funcție de cantitatea de gaze naturale furnizată clienților finali

Raportat la cantitatea totală de gaze naturale de **210,53 TWh**, livrată în perioada **2012-2016** pe piața reglementată, cele mai mari cote de piață deținute de furnizorii interni sunt cele ale societăților **E.ON Energie Romania (40,32%)**, cu o cantitate totală de gaze naturale furnizată clienților finali reglementați de **84,88 TW** și **Engie Romania (48,21%)**, cu o cantitate totală furnizată de **101,51 TWh**.

4. Structura gazelor naturale intrate în consumul aferent pieței reglementate

În perioada **2013-2016**, consumul total al clienților reglementați a scăzut cu cca. **35,7%**, de la **48,77 TWh**, în anul **2013**, la **31,36 TWh**, în anul **2016**.

Dacă în anul **2013**, raportat la consumul total al clienților reglementați de **48,77 TWh**, cantitățile de gaze naturale achiziționate din intern pentru consumul acestor clienți reprezentau **87,05% (42,45 TWh)**, iar cantitățile de gaze naturale achiziționate din import reprezentau **12,95% (6,32 TWh)**, în anul **2016**, raportat la consumul total al clienților reglementați de **31,36 TWh**, ponderea cantităților de gaze naturale achiziționate din intern a crescut la **95,25%**, în timp ce ponderea cantităților achiziționate din import a scăzut la **4,75%**.

13.2. Piața concurențială de gaze naturale

Pe piața concurențială, tranzacțiile comerciale cu gaze naturale se fac **angro** sau cu **amănuntul**, cu respectarea reglementărilor ANRE, iar prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale.

În anul **2016**, pe piața concurențială au activat un număr de **81 furnizori de gaze naturale** reprezentând **93,1%** din totalul furnizorilor (**87**) activi prezenți pe piața de gaze naturale.

13.2.1. Piața concurențială cu amănuntul de gaze naturale

Clienții finali de gaze naturale au dreptul să își aleagă furnizorul și să negocieze direct contracte de vânzare-cumpărare cu acesta.

Pe piața concurențială cu amănuntul, furnizarea gazelor naturale se realizează în baza contractului de furnizare încheiat între furnizor și clientul final, la prețul de furnizare și în condițiile comerciale negociate între aceștia sau stabilite prin oferte-tip.

În perioada auditată, din consumul total de gaze naturale al clienților finali de **593,10 TWh**, circa **382,57 TWh (64,5%)** îl reprezintă consumul clienților eligibili din piața concurențială, din care:

- **64,8% (247,92 TWh)** îl constituie consumul clienților eligibili conectați direct la **sistemul național de transport al gazelor naturale**,

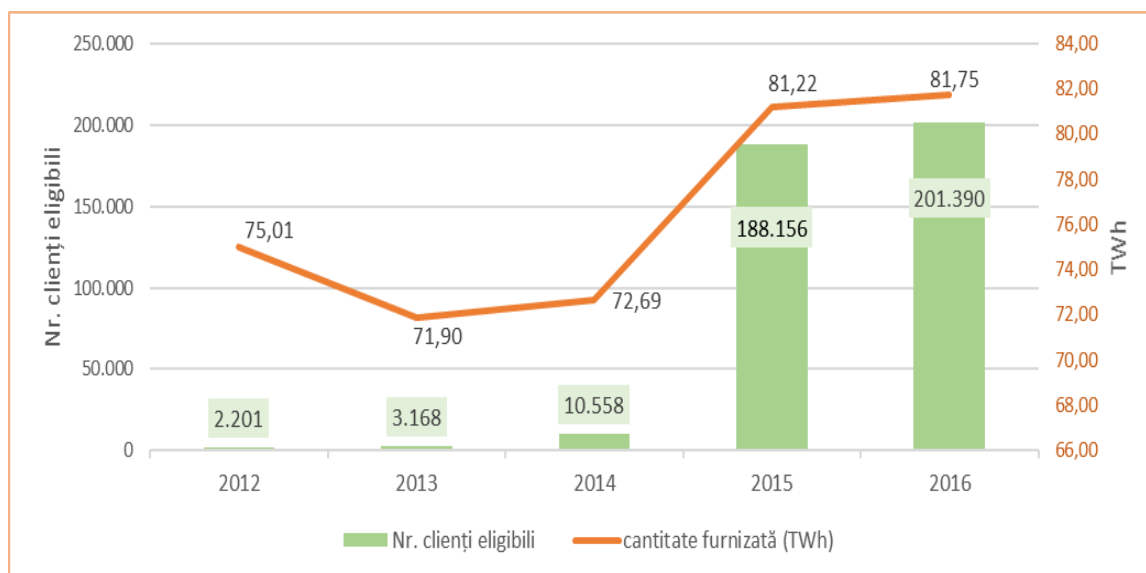
- **35,2% (134,65 TWh)** îl constituie consumul clienților eligibili conectați direct la **sistemul de distribuție al gazelor naturale**.

Indicatorii reprezentativi pentru funcționarea pieței concurențiale cu amănuntul de gaze naturale, sunt următorii:

1. Numărul clienților eligibili și cantitatea de gaze naturale furnizată acestora

Se remarcă faptul că, urmare liberalizării pieței gazelor naturale pentru consumatorii noncasnici (**01.01.2015**), numărul clienților eligibili a crescut, în perioada auditată, de la **2.201 clienți** în anul **2012 (60,93%** din totalul numărului de clienți eligibili), la **201.390 clienți**, în anul **2016 (93,3%** din totalul numărului de clienți eligibili).

Evoluția numărului clienților eligibili și consumul de gaze naturale al acestora, în perioada **2012-2016**, este prezentată în diagrama următoare:



În anul **2016**, deși numărul clienților eligibili a **crescut** cu cca **7%** (cu 13.234 clienți) față de anul **2015**, cantitatea de gaze naturale furnizată celor **201.390 consumatori** eligibili alimentați în regim concurențial a crescut cu doar **circa 0,65% (0,53TWh)**, față de anul **2015 (81,22 TWh)**.

2. Cota de piață a fiecărui furnizor pe piața concurențială în funcție de cantitatea de gaze naturale furnizată clienților eligibili aflați în portofoliu

După liberalizarea completă a pieței de gaze naturale pentru **consumatorii noncasnici** (01.01.2015), **cele mai mari cote de piață**, raportat la cantitatea de gaze naturale livrată consumatorilor eligibili, în anul **2015 (81,22 TWh)** și **2016 (81,75 TWh)**, au fost deținute de **furnizorii interni: OMV Petrom Gas** (22,49% în anul 2015 și 23,9% în anul 2016), **Romgaz** (22,47% în anul 2015 și 21,38% în anul 2016), **GDF Suez Energy Romania** (20,29% în anul 2015), **E.On Energie Romania** (13,89% în anul 2015 și 13,66% în anul 2016).

3. Structura gazelor naturale intrate în consumul aferent pieței concurențiale

În perioada 2013-2016, consumul total al clienților eligibili a crescut cu cca 13,7%, de la 71,90 TWh, în anul 2013, la 81,75 TWh, în anul 2016.

Dacă în anul 2013, raportat la consumul total al clienților eligibili (casnici și noncasnici) de 71,90 TWh, cantitățile de gaze naturale achiziționate din intern pentru consumul acestor clienți reprezentau 81,71% (58,75 TWh), iar cantitățile de gaze naturale achiziționate din import reprezentau 18,29% (13,15 TWh), în anul 2016, raportat la consumul total al clienților eligibili de 81,75 TWh, ponderea cantităților de gaze naturale achiziționate din intern a crescut la 90,55%, în timp ce ponderea cantităților achiziționate din import a scăzut la 9,45%.

Totodată, în anul 2015, achiziția de gaze naturale din producția internă destinată consumului clienților eligibili, a înregistrat cea mai mare pondere, raportat la perioada analizată, respectiv 98,53%, în timp ce importul a avut cea mai mică pondere în totalul surselor de gaze naturale destinate consumului clienților eligibili, respectiv 1,47%.

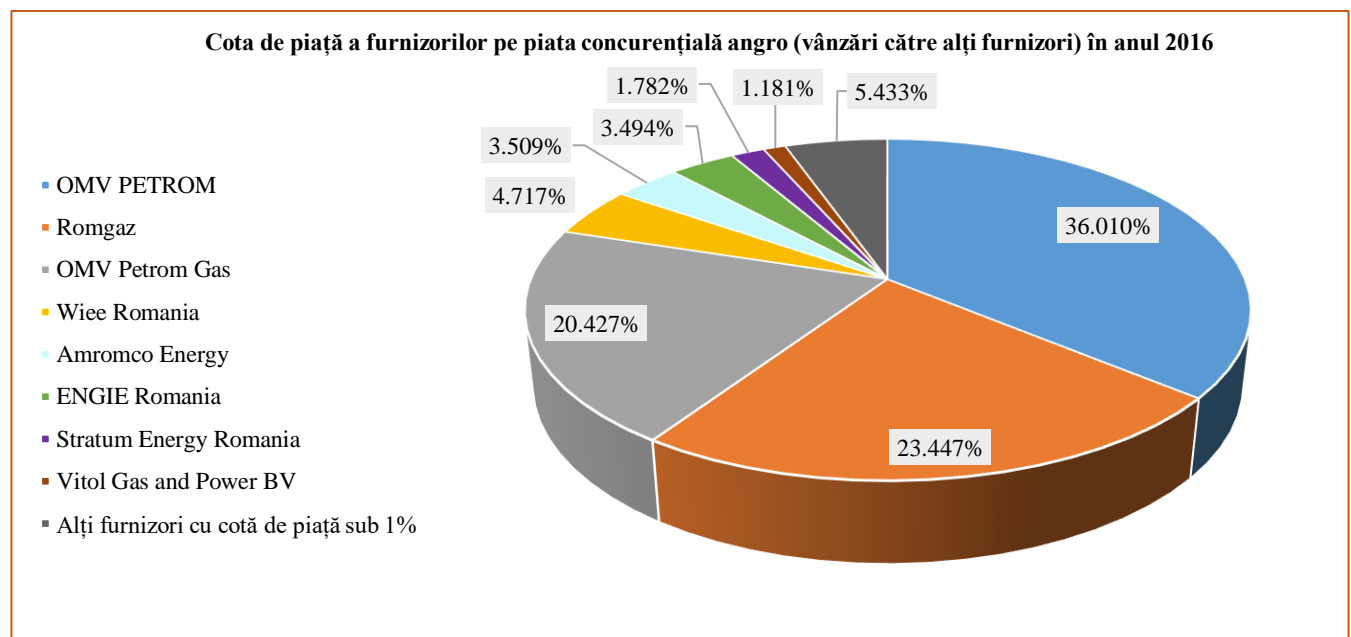
13.2.2 Piața concurențială angro de gaze naturale

Piața angro este piața produselor destinate a fi utilizate în scopul revânzării către alți furnizori.

Piața concurențială angro funcționează pe bază de:

- contracte negociate bilateral între operatorii economici din domeniul gazelor naturale;
- tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul/operatorii pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz;
- alte tipuri de tranzacții sau contracte (în perioada auditată nu au existat astfel de situații).

Raportat la cantitatea de gaze naturale livrată pe piața concurențială angro în anul 2016, de 118,74 TWh, cele mai mari cote de piață (peste 1%) au fost deținute de furnizorii interni: OMV Petrom (36%), Romgaz (23,45%), OMV Petrom Gaz (20,42%), Wiece România (4,72%), Amromco Energy (3,51%), ENGIE România (3,5%), Stratum Energy România (1,78%), Vitol Gas and Power BV (1,2%), așa cum rezultă din tabelul și diagrama următoare:



Tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale

Prin OUG nr. 35/2014 a fost instituită obligația de tranzacționare a gazelor naturale pe platforme centralizate pentru producătorii români de gaze naturale și furnizorii care acționează pe piața românească de gaze naturale.

În perioada auditată au existat doi operatori licențiați care au operat platformele de tranzacționare a gazelor naturale, respectiv Bursa Română de Mărfuri S.A. (BRM - licența nr. 1797/2013) și Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale OPCOM - S.A. (licența nr. 1798/2013), pe aceste platforme fiind tranzacționată o cantitate totală de 20,59 TWh gaze naturale (1,13 TWh în anul 2014, 3,95 TWh în anul 2015 și 15,51 TWh în anul 2016), din care 99,92% a fost tranzacționată pe platforma BRM.

Monitorizarea pieței de gaze naturale

Auditul a remarcat faptul că, în Metodologia de monitorizare a pieței gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 5/2013, nu au fost prevăzuți indicatori de monitorizare a acestei piețe, necesari evaluării unei bune funcționări a pieței de gaze naturale, în condițiile renunțării la aplicarea prețurilor reglementate pentru clienții finali.

Totodată, s-a evidențiat lipsa monitorizării unor activități derulate care influențează piața de gaze naturale, respectiv:

- nu a existat o monitorizare a numărului și tipului de consumatori vulnerabili, a evoluției numărului anual de schimbări ale furnizorului de gaze naturale, a capacității economico-financiare a furnizorilor activi și comportamentul acestora în piață;

- în Rapoartele elaborate anual, nu au fost cuprinse informații referitoare la activitatea de transport și distribuție a gazelor naturale, precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor de conducte de gaze naturale.

Totodată, concluziile rezultate în urma analizei nivelului de realizare a indicatorilor de performanță IPA (*Procesarea cererilor de contractare, Răspunsuri la solicitările clientului final, Reluarea furnizării în cazul limitării/întreruperii ca efect al neîndeplinirii obligațiilor de plată, Informații cu privire la indicatorii de performanță*) stabiliți în Standardele de performanță, nu s-au materializat prin introducerea acestora în Rapoartele anuale privind activitatea ANRE aferentă anilor 2015 și 2016.

În ceea ce privește sistemul unitar de raportare al operatorilor economici din sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 5/2013, auditul a remarcat faptul că acesta nu a fost actualizat cu modificările legislative care au intervenit în perioada auditată, fiind constatate necorelări cu alte metodologii aprobate de ANRE, situație constatată în cazul necorelării cu metodologia de calcul a consumului tehnologic din sistemele de distribuție a gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.18/2014.

Lipsa unor indicatori de monitorizare a pieței precum și neactualizarea metodologiei de raportare a operatorilor economici din sectorul gazelor naturale cu modificările legislative, au condus la existența unor neconcordanțe în ceea ce privește informațiile prezentate auditului, respectiv informații referitoare la consumul de gaze naturale către clienții finali, cantitățile de gaze naturale achiziționate de operatorii de distribuție în vederea acoperirii consumului propriu în sistemele de

distribuție, consumul propriu, consumul tehnologic, cantitățile de gaze naturale transportate pentru consumul intern.

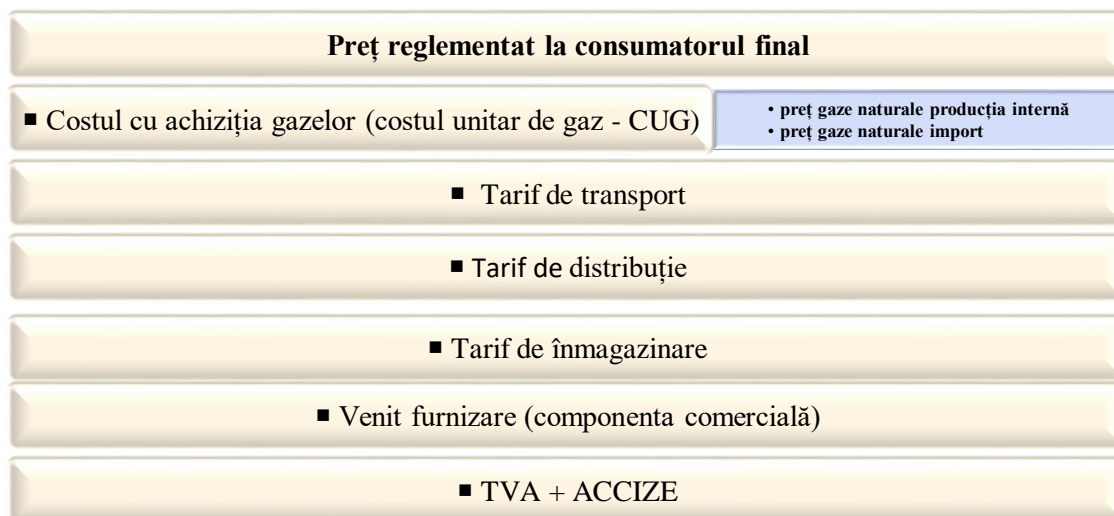
✎ În ceea ce privește **monitorizarea pieței centralizate**, în perioada auditată **nu a existat o metodologie de monitorizare** aprobată de ANRE, serviciile de specialitate din cadrul *Autorității* considerând că nu au existat suficiente date pentru a stabili indicatori de monitorizare a acesteia, întrucât platformele centralizate pe care se tranzacționează **gaze naturale** este administrată de doi operatori licențiați BRM și OPCOM, care au obligația de a urmări evoluția acestei piețe.

✎ **Auditul a remarcat faptul că**, în perioada **2015-2016**, **nu toți furnizorii de gaze naturale** au raportat la ANRE date cu privire la indicatorii de performanță (IPA și IPG), stabiliți în Standardele de performanță, iar pentru **activitatea de înmagazinare nu a existat** un Standard de performanță aprobat de ANRE.

14. Prețurile și tarifele aplicate pentru gazele naturale comercializate

Componentele prețurilor reglementate la clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

Prețul gazelor naturale la consumatorul final, pentru segmentul de piață reglementat, include următoarele componente:



În prețul final al gazului, cea mai mare pondere este reprezentată de prețul de achiziție (costul propriu-zis al gazului), diferența reprezintă costul de transport, costul de distribuție, tariful de înmagazinare, marja furnizorului, TVA și accize.

ANRE a aprobat Metodologiile de calcul al prețurilor și al tarifelor reglementate **de tipul:**

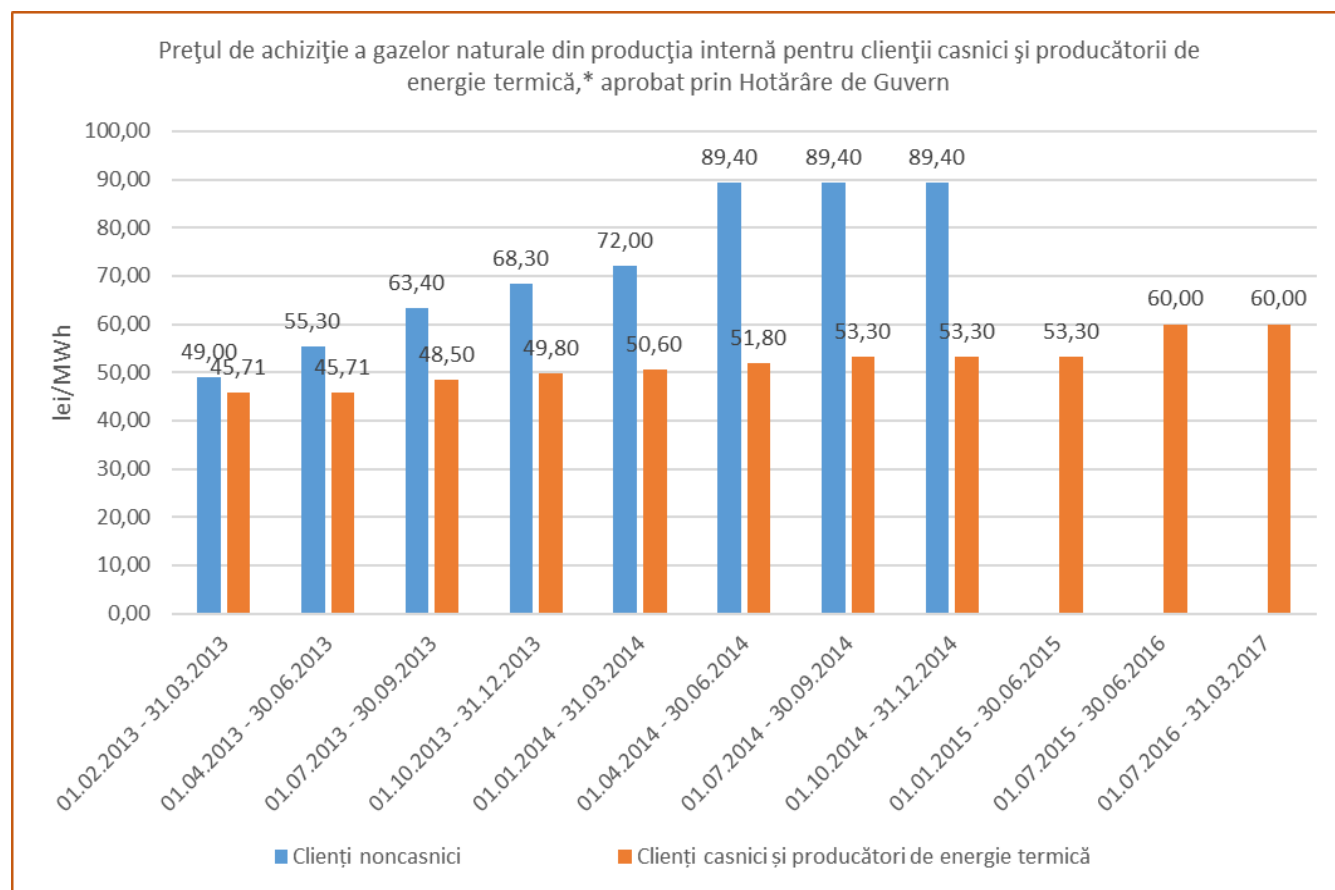
➤ **“revenue-cap”** (venit plafon) **pentru înmagazinarea subterană și pentru transportul gazelor naturale,**

➤ **“price-cap”** (plafon tarifar) **pentru distribuție și furnizare reglementată.**

Prețul gazelor naturale din producția internă

În perioada **2012-2016**, **prețul de achiziție** al gazelor naturale **din producția internă** pentru **clienții casnici și producătorii de energie termică** (numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației) și respectiv pentru **clienții noncasnici** (până la data de **01.01.2015**) a fost stabilit

prin **Hotărârile Guvernului nr.22/2013, nr. 511/ 2014, nr. 816/2014, nr. 5/2015, nr. 488/2015, nr. 461/2016**, evoluția acestora fiind prezentată în graficul următor:



* numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației

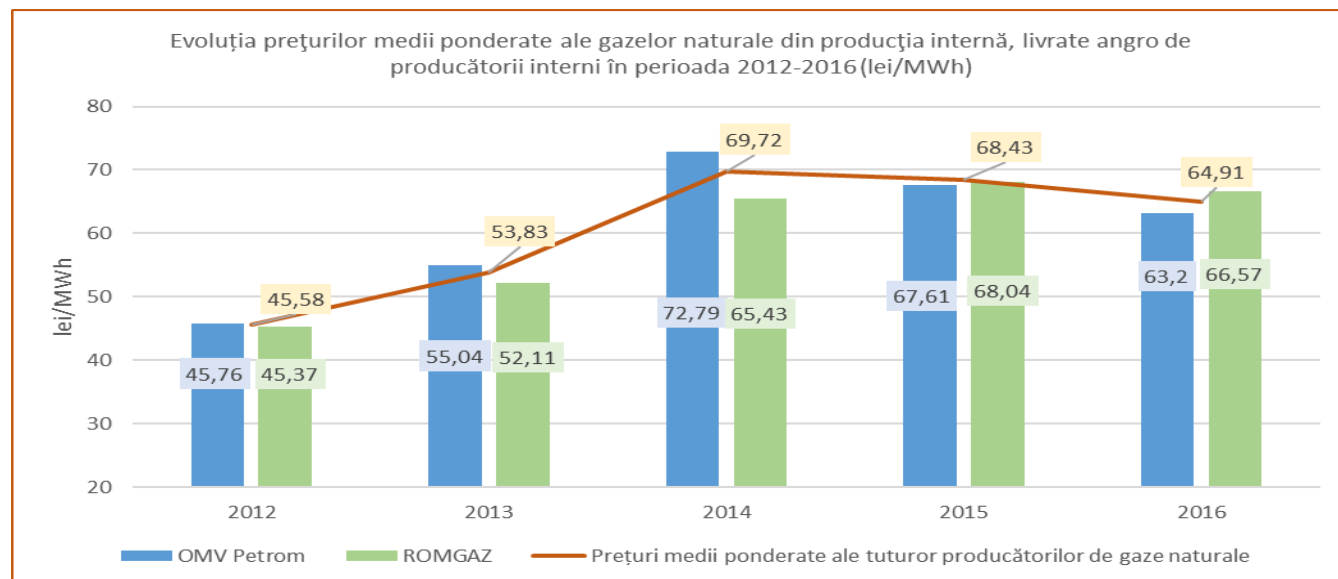
S-a remarcat faptul că:

- pentru **consumatorii casnici și producătorii de energie termică**, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației, **prețul de achiziție al gazelor naturale din producția internă** a cunoscut o **evoluție ascendentă**, de la **45,71 lei/MWh**, stabilit pentru perioada **februarie-martie 2013**, la **60 lei/MWh**, stabilit pentru perioada **iulie 2015-martie 2017**, iar de la **1 aprilie 2017**, când piața s-a liberalizat, **costul de achiziție al gazului a fost determinat de jocul dintre cerere și ofertă**;

- pentru **consumatorii noncasnici**, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației, **prețul de achiziție al gazelor naturale din producția internă** a cunoscut o **evoluție ascendentă**, de la **49 lei/MWh**, stabilit pentru perioada **februarie-martie 2013**, la **89,40 lei/MWh**, stabilit pentru perioada **aprilie -decembrie 2014**.

Începând cu data de **1 ianuarie 2015**, piața gazelor naturale a fost complet liberalizată pentru **consumatorii noncasnici**, atât în ceea ce privește **costul de achiziție al gazelor naturale**, cât și în ceea ce privește **prețul final**.

✎ În perioada 2012-2016, prețurile medii ponderate ale gazelor naturale din producția internă, livrate angro de toți producătorii interni, au cunoscut o evoluție ascendentă, de la 45,58 lei/MWh în anul 2012, la 64,91 lei/MWh în anul 2016, așa cum se poate observa și din diagrama următoare:



✎ S-a remarcat faptul că, prețurile medii ponderate ale gazelor naturale din producția internă, livrate angro de ROMGAZ, au înregistrat o evoluție ascendentă în perioada 2012-2015 (de la 45,37 lei/MWh la 68,04 lei/MWh), după care au început să scadă în anul 2016 la 66,57 lei/MWh, aceeași tendință fiind constatată și în cazul OMV Petrom SA, la care prețurile au înregistrat o evoluție ascendentă în perioada 2012-2014 (de la 45,76 lei/MWh la 72,79 lei/MWh), după care au început să scadă până la 63,2 lei/MWh în anul 2016.

✎ Valoarea CUG (costul cu achiziția gazelor) include costurile de achiziție a gazelor naturale din import și producția internă curentă din înmagazinare (inclusiv tarifele de înmagazinare) și costul mediu de transport.

Începând cu 1 iulie 2011, valoarea CUG a fost diferită pentru clienții casnici față de clienții noncasnici datorită celor două structuri de amestec intern/import și a prețurilor diferite de achiziție a gazelor naturale din producția internă, stabilite pentru fiecare categorie de clienți:

- pentru clienții casnici, în perioada iunie 2011–ianuarie 2017, valoarea CUG a crescut cu 20,75% (de la 63,47 lei/MWh la 76,64 lei/MWh);
- pentru clienții noncasnici, în perioada iunie 2011–decembrie 2014, valoarea CUG a crescut cu 70% (de la 63,47 lei/MWh la 107,90 lei/MWh).

Prețul gazelor naturale din import

✎ Începând cu anul 2013, prețul gazelor naturale importate în România a avut o evoluție descrescătoare, urmând o evoluție similară cu cea a barilului de țiței, ajungând în anul 2016 la prețuri egale sau chiar mai mici decât cele din producția internă.

Astfel, dacă în 2012 și 2013 a fost înregistrat un preț mediu de 108 dolari pe baril, la începutul anului 2016 s-a înregistrat un preț sub 40 de dolari, după care a urmat o ușoară revenire atingând cca. 59 dolari pe baril la finele anului 2016.

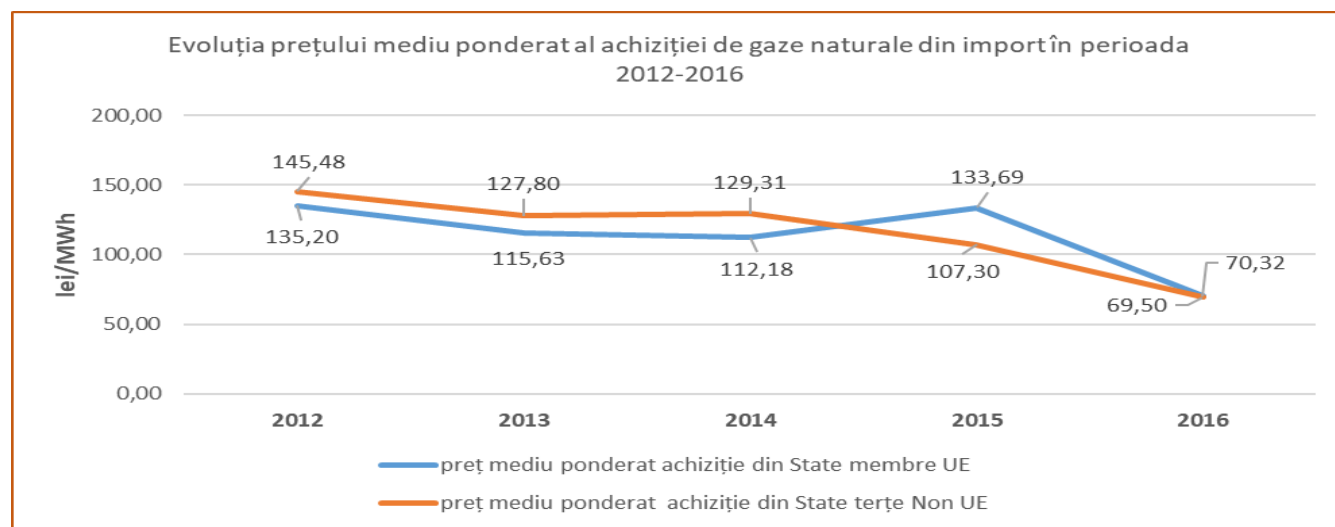
Deoarece, în majoritatea cazurilor, prețul gazelor naturale se formează pe baza prețului petrolului, cu un decalaj de 6-9 luni, funcție de formula de preț utilizată, prețul gazelor naturale pe piața internațională a cunoscut o scădere accentuată în decursul anului 2016.

✎ În ceea ce privește prețurile medii ponderate ale gazelor naturale achiziționate din statele membre UE și statele membre non UE, s-au remarcat următoarele:

- o scădere a prețului mediu al gazelor naturale importate în anul 2016 cu cca 51% față de anul 2012, respectiv de la 135,20 -145,48 lei/MWh (în anul 2012), la cca. 69,50 – 70,32 lei/MWh (în anul 2016),

- prețurile medii ponderate aferente cantităților de gaze naturale achiziționate din țările Non-UE (Rusia) au fost mai mari în perioada 2012-2014, pentru ca în anii 2015 și 2016, acestea să se situeze sub cele aferente cantităților de gaze achiziționate din țările membre UE.

Evoluția prețului mediu ponderat al gazelor naturale achiziționate atât din Statele membre UE, cât și din Statele terțe, Non UE, se prezintă astfel:



Notă: prețurile gazelor naturale din import, nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

✎ În ceea ce privește prețul gazelor naturale din import, s-a observat faptul că, în anul 2016, prețul minim de 59,75 lei/MWh, aferent unor cantități de gaze naturale achiziționate din țări Non-UE (Rusia) a fost mai mic decât prețul de achiziție (60 lei/MWh) a gazelor naturale din producția internă, stabilit prin hotărâre a Guvernului, pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației.

Prețurile gazelor naturale din import sunt prețuri medii ponderate și au fost determinate prin ponderarea prețurilor cu cantitățile livrate lunar, corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare, raportate lunar de către participanții din piață, și nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Tariful de transport al gazelor naturale

În perioada 1 septembrie 2009 – 31 martie 2013, tariful pentru serviciile de transport practicate de operatorul SNTGN Transgaz SA a fost nemodificat/neactualizat, având o structură binomială, menținându-se la același nivel, rezultând un tarif mediu de transport de 7,98 lei/MWh.

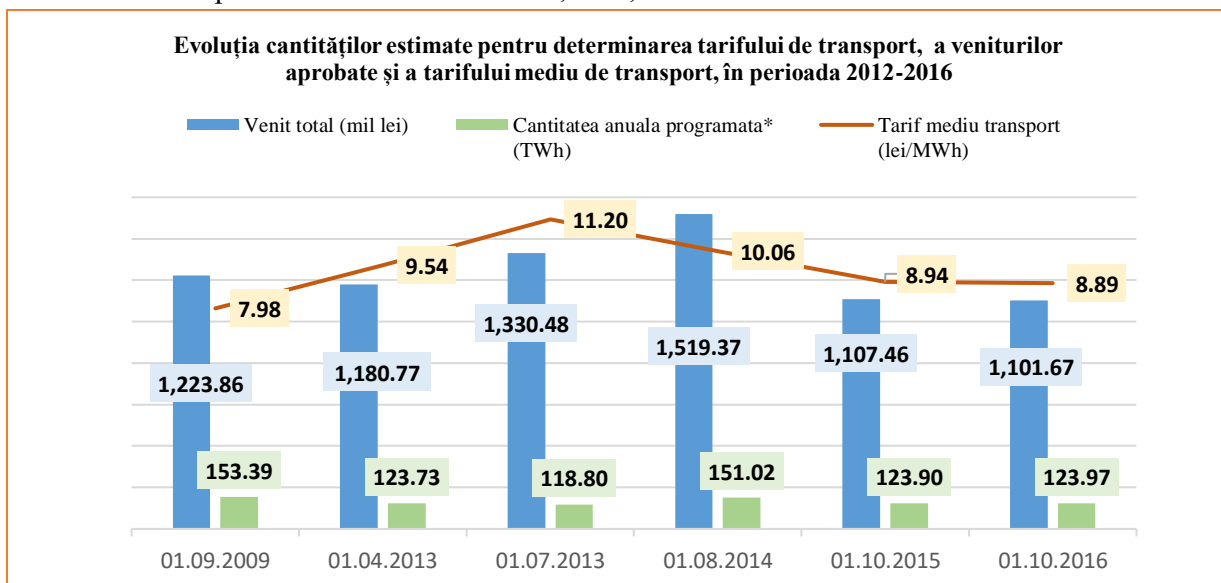
Începând cu data de **1 aprilie 2013**, au fost introduse **pentru prima dată în România**, conform prevederilor din **Regulamentul (CE) nr. 715/2009** al Parlamentului European și al Consiliului *privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale*, **tarife de transport pe următoarele tipuri de servicii: servicii ferme,⁸ pentru contracte cu durată mai mare de un an, servicii întreruptibile**, pentru contracte cu durată mai mare de un an, **servicii ferme pentru contracte cu durată mai mică de un an**, diferențiate pe zi, lună și trimestru, **servicii backhaul**.

Începând cu data de **1 august 2014**, sistemul tarifar pentru activitatea de transport a cuprins un **set de tarife de tipul revenue-cap (venit plafon)** prin care a fost **stabilit venitul reglementat**, recunoscut și permis de ANRE unui titular de licență în vederea acoperirii costurilor recunoscute pentru desfășurarea activității de transport al gazelor naturale într-un an al perioadei de reglementare.

🔗 **Tariful mediu de transport a fost determinat pe baza venitului total aprobat și a cantității anuale programată/estimată a fi transportată, astfel:**

✚ **în perioada septembrie 2009-iulie 2014**, **tariful mediu de transport** a înregistrat o creștere semnificativă, **de la 7,98 lei/MWh** (în perioada septembrie 2009-martie 2013), **la 9,54 lei/MWh** (în perioada aprilie 2013 – iunie 2013), atingând **11,20 lei/MWh** (în perioada iulie 2013-iulie 2014), ceea ce reprezintă în termeni procentuali **o creștere de 40,35%**;

✚ **în perioada august 2014 – decembrie 2016**, **tariful mediu de transport** a înregistrat o ușoară scădere, **de la 10,06 lei/MWh** (în perioada august 2014-septembrie 2015), **la 8,94 lei/MWh** (în perioada octombrie 2015 – septembrie 2016), atingând **8,89 lei/MWh** (începând cu octombrie 2016), ceea ce reprezintă în termeni procentuali **o scădere cu 11,63%**, astfel:



🔗 **Creșterea tarifului mediu de transport în perioada septembrie 2009 - iulie 2014 cu 40,35%**, se datorează:

- *Impactului venitului total aprobat* - Creșterea venitului total aprobat cu 8,7% a influențat creșterea tarifului mediu de transport cu 8,7%, această evoluție fiind determinată de evoluția

⁸ *servicii ferme* - înseamnă orice serviciu oferit de operatorul de transport și de sistem în legătură cu capacitatea fermă

capacitatea fermă - înseamnă capacitatea de transport de gaze garantată contractual ca fiind neîntreruptibilă de către operatorul de transport și de sistem

servicii întreruptibile - înseamnă orice serviciu oferit de operatorul de transport și de sistem în legătură cu capacitatea întreruptibilă

capacitatea întreruptibilă - înseamnă capacitatea de transport a gazelor care poate fi întreruptă de operatorul de transport și de sistem în conformitate cu condițiile prevăzute în contractul de transport

elementelor componente ale venitului total reglementat, aferent activității de transport gaze naturale, respectiv OPEX, CAPEX și CPD.

- *Impactului cantității transportate* - Diminuarea cantității transportate cu 22,6% a influențat creșterea tarifului mediu de transport cu 31,7 %.

- **majorării semnificative a componentei fixe** pentru rezervarea capacității în sistemul de transport (componentă ce cuantifică costurile fixe legate de dezvoltarea capacității), **cu 545,45%, de la 0,22 lei/MWh la 1,42 lei/MWh**, precum și a **ponderii acesteia în total venituri**, de la doar **6%** la **35%** în anul gazier **2013-2014**, ajungând la **50%** în anul gazier **2014-2015**;

- introducerii începând cu data de 01.02.2013, prin **Ordonanța Guvernului nr. 5/2013**, a impozitului pe monopolul natural aplicabil operatorului de transport gaze naturale licențiat de ANRE.

Prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014** a fost aprobată **Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate** pentru activitatea de transport al gazelor naturale, prin care s-a introdus **sistemul de tarifare de tipul „intrare-ieșire”** pentru **rezervarea de capacitate** în punctele de intrare/ieșire ale sistemului de transport, precum și **un tarif volumetric pentru utilizarea sistemului** determinat ca un tarif de tip „*timbru poștal*” (plătit la utilizarea sistemului).

✎ În perioada **2014-2016**, o **majorare semnificativă a cunoscut tariful de rezervare anuală de capacitate** pentru gazele extrase din perimetrele de producție și **introduse în sistemul național de transport**, respectiv cu **86%**, de la **0,50 lei/MWh**, la **0,93 lei/MWh** (perioada 2015-2016), și cu **97,85%**, de la **0,93 lei/MWh**, la **1,84 lei/MWh** (perioada 2016-2017).

Totodată, cu **20%**, s-a majorat și **tariful de rezervare anuală de capacitate pentru gazele care ies din sistemul național de transport** către sistemele de distribuție, conductele de alimentare din amonte, precum și către clienții finali racordați direct la rețeaua de conducte a SNTGN Transgaz SA.

Tariful volumetric pentru cantitățile de gaze naturale transportate a fost **reduc** cu **28%**, de la **5,04 lei/MWh**, la **3,63 lei/MWh** (perioada 2015-2016) și cu **12%**, de la **3,63 lei/MWh**, la **3,56 lei/MWh** (perioada 2016-2017).

De asemenea, în această perioadă **a crescut și ponderea componentei fixe în venitul total** aprobat, de la **35%** în anul gazier 2013-2014, ajungând la **50%** în anul gazier 2014-2015 și la **60%** în anul gazier 2015-2016.

✎ **O pondere semnificativă în structura tarifelor de transport** o reprezintă *taxa pe monopol și taxa pe construcții speciale*. La nivelul anului **2016**, în componenta volumetrică a tarifelor de transport (aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 136/2015), aplicabile în perioada 01.10.2015-30.09.2016, **cele două taxe au avut o pondere de 2,76%** pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție, respectiv de **19,41%** pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin Sistemul național de transport.

✎ **În venitul total** aprobat de ANRE, pentru determinarea tarifelor de transport, **ponderea costurilor preluate direct** (costuri asupra cărora operatorul de transport nu poate interveni, dar sunt necesare desfășurării activității: taxe, impozite impuse de autoritățile centrale și locale), a oscilat între **17%** în anul gazier 2012-2013, **13%** în anul gazier 2013-2014, **22%** în anul gazier 2014-2015 și **20%** în anul gazier 2015-2016. Pentru anul gazier 2016-2017, ponderea costurilor preluate direct în venitul total a **scăzut la 17%**.

O componentă a acestor costuri preluate direct o reprezintă **redevența** petrolieră pentru operarea SNT, aceasta fiind stabilită prin contractul de concesiune la **10%** din valoarea veniturilor brute realizate din aceste operațiuni.

În perioada auditată 2012-2016, regimul juridic privind **modul de stabilire a redevențelor petroliere** a fost reglementat de **Legea petrolului nr. 238/07.06.2004**, cu modificările și completările ulterioare, potrivit căreia, **redevența petrolieră** a fost definită drept *suma datorată de către titularii acordurilor petroliere bugetului de stat, în condițiile legii, pentru desfășurarea operațiunilor petroliere, precum și pentru utilizarea bunurilor proprietate publică a statului în cadrul operațiunilor petroliere*”.

✎ **Scăderea tarifului mediu de transport în perioada 2014-2016 cu 20,7%**, respectiv de la 11,20 lei/MWh, la 8,89 lei/MWh (începând cu luna octombrie 2016), se datorează:

- *Impactului venitului total aprobat* - Scăderea venitului total aprobat cu 17,2% a influențat scăderea tarifului mediu de transport cu 17,2%, aceasta fiind determinată de evoluția elementelor componente ale venitului total reglementat aferent activității de transport gaze naturale, respectiv OPEX, CAPEX și CPD.

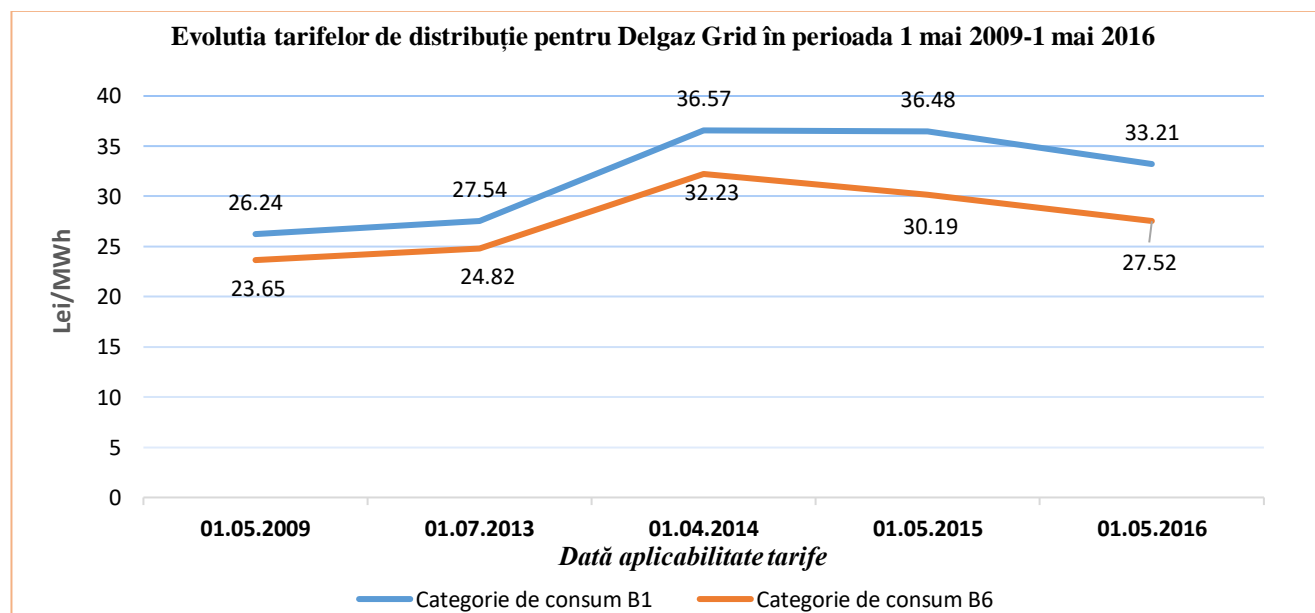
- *Impactului cantității transportate* - Creșterea cantității transportate cu 4,4% a influențat scăderea tarifului mediu de transport cu 3,5%.

Tariful de distribuție al gazelor naturale

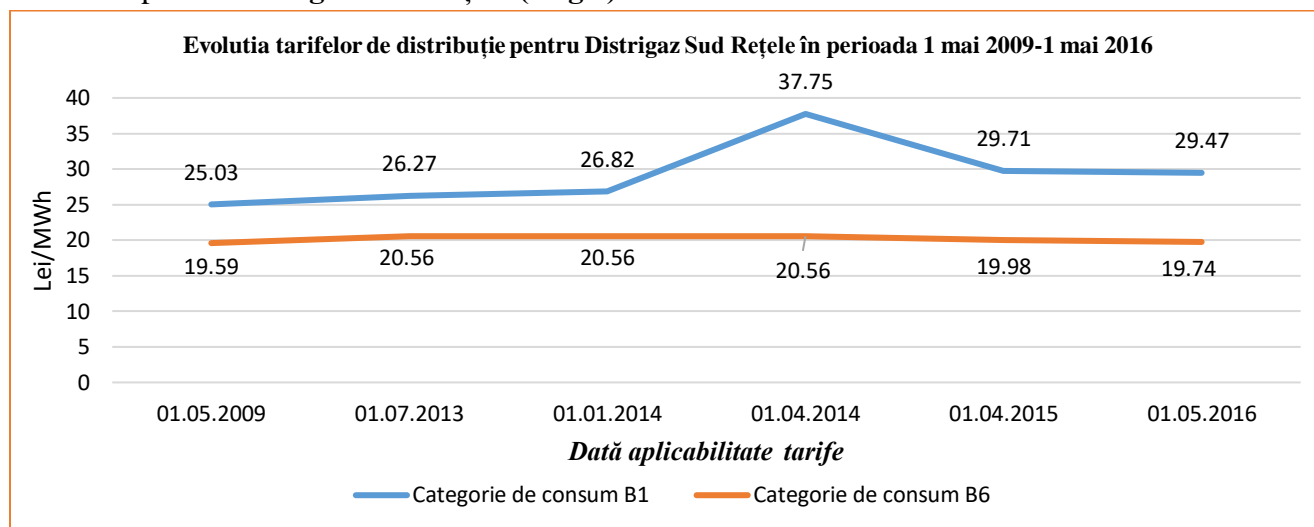
Sistemul tarifar pentru activitatea de distribuție cuprinde tarife de distribuție diferențiate pentru fiecare operator licențiat, pe categorii de consumatori, în funcție de consumul anual și de caracteristicile tehnice și regimul de exploatare ale fiecărui sistem de distribuție.

În perioada **2009-2016**, **tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție** a gazelor naturale de către **2 operatori principali de distribuție (Delgaz Grid și Distrigaz Sud Rețele)**, aprobate de către ANRE, se prezintă astfel:

✚ pentru **Delgaz Grid SA (E.ON Gaz Distribuție)**



✚ pentru **Distrigaz Sud Rețele (Engie)**



✚ Din datele prezentate anterior se desprind următoarele concluzii:

- În perioada **01.05.2009 – 30.06.2013**, **tarifele de distribuție nu au suportat modificări**, acestea rămânând relativ la aceeași valoare pentru această perioadă;

- La data de **1 iulie 2013** (primul an al celei de a treia perioade de reglementare), tarifele de distribuție au fost indexate **cu rata inflației realizată în anul precedent**, respectiv cu **4,95%**;

- La data de **1 aprilie 2014** (al doilea an al celei de a treia perioade de reglementare), tarifele de distribuție aprobate de ANRE au înregistrat **creșteri semnificative** față de **anul 2009**, respectiv:

- ✓ pentru operatorul **Delgaz Grid SA** (E.ON Gaz Distribuție SA), **tarifele de distribuție au crescut** cu **39,36%** pentru categoria de consum **B1** respectiv, cu **39,83%** pentru categoria de consum **B6**;

- ✓ pentru operatorul **Distrigaz Sud Rețele Engie**, **tarifele de distribuție au crescut** cu **50,82%** pentru categoria de consum **B1** respectiv, cu **4,95%** pentru categoria de consum **B6**.

Principalii factori care au condus la creșterea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale au fost următorii:

- **scăderea volumului de gaze naturale distribuite;**
- **creșterea nivelului costurilor de capital**, ca urmare a investițiilor realizate de cele două societăți în perioada 2009-2013;
- **creșterea veniturilor amânate**, reprezentând **diferența dintre valoarea venitului** pe care fiecare operator **era îndreptățit să îl realizeze anual** pentru desfășurarea activității de distribuție a gazelor naturale, într-o manieră prudentă, conform prevederilor metodologiei ANRE și **valoarea venitului realizat** de fiecare societate prin aplicarea tarifelor și prețurilor aprobate pe parcursul perioadei a doua de reglementare.

✚ În acest context, s-a remarcat faptul că tarifele de distribuție aprobate pentru Delgaz Grid SA (E.ON Gaz Distribuție SA) și Distrigaz Sud Rețele SRL, începând cu data de 1 aprilie 2014, **au cuprins și valoarea veniturilor nerealizate din perioada anterioară de reglementare**, precum și **valoarea veniturilor nerealizate pentru anul 2013 și trimestrul I 2014**.

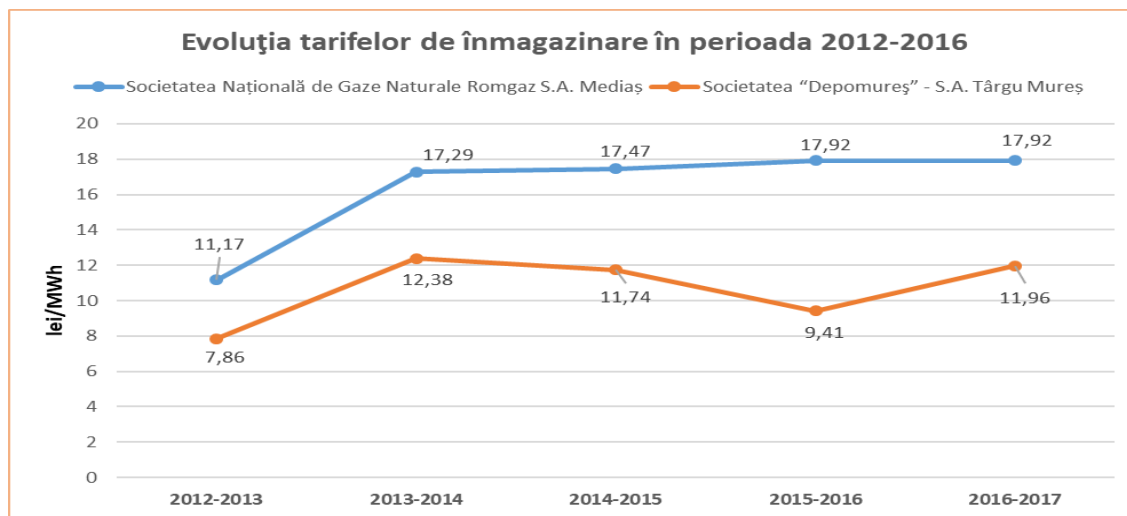
✎ Totodată, un alt element care este luat în calcul la stabilirea tarifelor de distribuție este **redevența** pentru operarea sistemelor de distribuție a gazelor naturale, pe care operatorii economici aveau obligația de a o calcula și vira la Bugetul de Stat, în baza contractelor de concesiune a serviciului de distribuție a gazelor naturale, **aceasta fiind recuperată de operatori prin includerea în tariful de distribuție**, respectiv prin acceptarea contravalorii acesteia în cadrul costurilor preluate direct, potrivit *Metodologiilor* emise de ANRE pentru stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale.

✎ În perioada auditată, **ponderea costurilor preluate direct** (costuri asupra cărora operatorii de distribuție nu pot interveni, dar sunt necesare desfășurării activității, precum: contribuții aferente salariilor, taxe, impozite, redevențe, chirii, etc), **în venitul total unitar** aprobat de ANRE pentru stabilirea tarifelor de distribuție, pentru cei **2 operatori principali de distribuție**, s-a situat între **6%-11%** în cazul **Delgaz Grid SA** și respectiv între **7%-14%** în cazul **Distrigaz Sud Rețele SRL**.

✎ **Auditul a remarcat faptul că**, ulterior aprobării tarifelor de distribuție, **ANRE nu a procedat la efectuarea de controale** în vederea identificării **introducerii în componența bazei activelor reglementate, a imobilizărilor preluate cu titlu gratuit potrivit contractelor de concesiune**. Au existat situații în care, societățile de distribuție gaze naturale, în baza contractelor de concesiune, au preluat cu titlu gratuit rețelele de gaze naturale existente într-o anumită zonă (localitate), exemplificând în acest sens **contractul de concesiune nr.62/18.08.2015, încheiat între** Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri și Distrigaz Sud Rețele SRL, având ca obiect concesionarea serviciului public de distribuție a gazelor naturale în localitatea Crizbav, aparținătoare comunei Crizbav, județul Brașov.

Tariful de înmagazinare

Grafic, evoluția tarifelor de înmagazinare, aprobate de ANRE în perioada **2012-2016**, pentru operatorii licențiați (Depomureș SA Târgu Mureș și SNGN Romgaz SA Mediaș – filiala Depogaz Ploiești SA) pentru desfășurarea activității de înmagazinare subterană, se prezintă astfel:



✎ Din analiza datelor prezentate, s-a remarcat faptul că tariful pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale, aprobat de ANRE pentru operatorul Romgaz SA - filiala Depogaz Ploiești SA, a înregistrat valori cuprinse între 11,17-17,92 lei/MWh, respectiv o creștere de

cca. 60%, iar tariful pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale, aprobat de ANRE pentru operatorul Depomureș SA, a înregistrat valori cuprinse între 7,86-11,96 lei/MWh, respectiv o creștere de cca. 52%.

Creșterea **tarifului pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale**, aprobat de ANRE, s-a datorat valorilor de regularizat aferente perioadelor I și II de reglementare, respectiv venitului amânat, care reprezintă valoarea cumulată a veniturilor anuale nerealizate ca urmare a neajustării veniturilor totale anuale din perioada 2010 – 2012.

✎ În ceea ce privește **tariful pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale**, aprobat de ANRE pentru operatorul Romgaz SA - filiala Depogaz Ploiești SA, **s-a remarcat faptul că, ultima modificare a tarifelor a fost făcută de ANRE în anul 2015**, când a fost stabilit un tarif de **17,92 lei/MWh**, ca urmare a **faptului că entitatea nu și-a îndeplinit obligațiile legale cu privire la realizarea independenței** (separării legale funcționale și organizatorice) **a activității de înmagazinare a gazelor naturale**, față de activitățile de producție și/sau furnizare a gazelor naturale.

O componentă a costurilor preluate direct o reprezintă **redevența** pentru operațiunile petroliere de înmagazinare subterană a gazelor naturale, determinată prin aplicarea unei **cote de 3%** din valoarea venitului brut realizat din aceste operațiuni.

✎ **Auditul** a remarcat faptul că **redevența** pentru operațiunile petroliere de înmagazinare subterană a gazelor naturale (determinată prin aplicarea unei cote de 3% din valoarea venitului brut realizat din aceste operațiuni), pe care cei doi operatori economici (Romgaz și DepoMureș) aveau obligația de a o calcula și vira la Bugetul de Stat, în baza **acordurilor petroliere de concesiune** a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, **a fost recuperată prin includerea acesteia în tariful de înmagazinare**, prin acceptarea contravalorii acesteia în cadrul costurilor preluate direct, potrivit *Metodologiilor* de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de operare a sistemelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

✎ În perioada 2012-2016, **nu a existat o metodologie aprobată de Agenția Națională pentru Resurse Minerale care să certifice cantitatea de gaze naturale necesară a fi consumată** de către un operator economic pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de înmagazinare, așa cum este prevăzut în **Legea nr.123/2012, cu toate că aceste cheltuieli cu consumul tehnologic** sunt preluate de către ANRE în costurile operaționale necesare pentru determinarea tarifului de înmagazinare.

Prețul gazelor naturale la consumatorul final

Începând cu **1 iulie 2008**, facturarea gazelor naturale se face în unități de energie, urmare dispozițiilor art. 17 lit. g) din **Legea gazelor nr. 351/2004**, cu modificările și completările ulterioare.

În acest sens, **ANRE** a emis **Ordinul nr. 56/2008** prin care s-a aprobat Metodologia pentru trecerea de la facturarea cantităților de gaze naturale în unități volumetrice (mc) la facturarea în unități de energie (MWh), prin luarea în calcul a **puterii calorifice superioare (PCS) a gazelor naturale**.

Fiecare furnizor este obligat să precizeze pe factură valoarea **puterii calorifice superioare - PCS a gazelor naturale**, aceasta variind funcție de zonă, de furnizor și de proveniența gazelor naturale.

Începând ca data de **1 ianuarie 2015**, piața gazelor naturale a fost complet liberalizată pentru **consumatorii noncasnici**, astfel că, începând cu această dată, **prețul reglementat** pentru gazele naturale s-a adresat doar **clienților casnici** și **producătorilor de energie termică**, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației (CPET), iar în cazul persoanelor juridice (clienții noncasnici - NC) prețurile nemaifiind impuse de ANRE.

✎ În cazul **consumatorilor casnici** și **producătorilor de energie termică** (numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației), începând cu data de **1 aprilie 2017**, Guvernul României, a instituit **liberalizarea totală a prețului de achiziție a gazelor naturale, însă nu și liberalizarea completă a prețurilor finale**, plătite de aceștia.

Liberalizarea **prețului de achiziție a gazelor naturale pentru această categorie de consumatori** s-a prevăzut și aprobat **prin OUG nr. 64/05.10.2016**, în condițiile în care, **în lunile iulie 2015 și iunie 2016**, Guvernul României aprobase, prin **Hotărârile nr. 488/2015 și 461/2016**, ca prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă să crească etapizat, până la data de **30 iunie 2021**, când ar fi trebuit să atingă valoarea de **90 lei/MWh**.

În fapt, este vorba doar despre **o dereglementare a prețului de achiziție** a gazelor naturale, pentru **consumatorii casnici** și **producătorii de energie termică** (numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației), **stabilit până la 1 aprilie 2017** prin hotărâri ale Guvernului.

Astfel, consumatorii casnici beneficiază în continuare, până la **1 iulie 2021**, de **prețuri finale reglementate**, în conformitate cu legislația secundară elaborată de către ANRE.

Stabilirea prețurilor reglementate la clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

Prețul reglementat reprezintă prețul la care este realizată furnizarea gazelor naturale în baza unui contract-cadru, a unor standarde de calitate a serviciului și/sau a unor condiții specifice stabilite de autoritatea competentă și se aplică la cantitățile de gaze naturale furnizate în regim reglementat.

Prețurile reglementate **se stabilesc diferențiat pentru fiecare furnizor licențiat și pe categorii de clienți**, în funcție de configurația sistemelor prin care se realizează furnizarea gazelor naturale. Prețurile sunt **de tip monom** și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de furnizare în regim reglementat.

✎ **Prețurile practicate** de furnizorii de gaze în regim reglementat **pentru consumatorii casnici diferă de la un furnizor la altul**, astfel că în perioada **2012-2016**, **cel mai mic preț, 79,68 lei/MWh** a fost plătit în anul **2015** de consumatorii casnici (**categoria B1** - cu un consum anual de până la **23,25 MWh**), **pentru gazul natural furnizat de societatea Gaz Nord Est**, iar **cel mai mare preț, 143,28 lei/MWh** a fost plătit de aceeași categorie de consumatori, **în același an, pentru gazul livrat de societatea Premier Energy**.

Diferențele atât de mari între diverși furnizori de pe piața reglementată sunt explicate prin faptul că fiecare firmă are costuri diferite, care, dacă sunt justificate, sunt recunoscute de către ANRE.

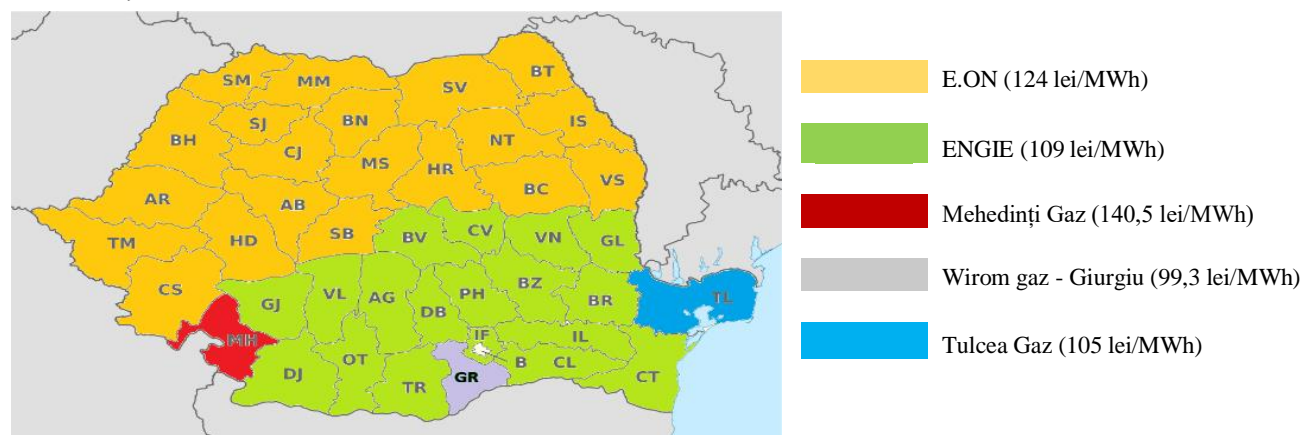
✎ În anul **2016**, prețurile practicate de furnizorii de gaze în regim reglementat pentru consumatorii casnici au fost diferite chiar și cu **59%**, în funcție de regiunile sau orașele din țară.

Conform ordinelor emise de ANRE pentru toți furnizorii pentru piața reglementată, clienții casnici au plătit prețuri cuprinse între **88,80 lei/ MWh** și **141,58 lei/MWh**, astfel:

- **cel mai ieftin gaz**, pentru care clienții au plătit un preț de **88,80 lei/MWh**, a fost consumat de locuitorii din localitățile Cotnari, Hârlău și Cucuteni, din județul Iași, aceștia fiind alimentați de societatea Gaz Nord – Est.

- **cel mai scump gaz**, pentru care clienții au plătit un preț de **141,58 lei/MWh**, a fost plătit de clienții din mai multe localități din sudul și vestul țării, alimentați de Premier Energy.

☞ S-au constatat **diferențe de preț și între furnizorii mai mici**, cu o cotă de piață la nivel național nesemnificativă față de principalii furnizori (E.ON și Engie România), furnizori care au arondate, în mare parte, anumite județe, situație constatată la finele anului **2016**, pentru societățile: Mehedinți Gaz (**140,5 lei/MWh**), Wirom Gaz Giurgiu (**99,3 lei/MWh**), Tulcea Gaz (**105 lei/MWh**).



Analiza evoluției numărului de clienți și a prețului mediu ponderat, între furnizorii cu o cotă de piață reprezentativă, aferent anului 2016 față de anul 2012

☞ În anul **2016**, numărul **clienților casnici** al celor doi mari furnizori de gaze naturale cu o cotă de piață reprezentativă, clienți care au beneficiat de prețuri reglementate, a fost de **3.165.235 (1.586.082 clienți ai E.ON Energie România și 1.575.153 clienți ai Engie România)**, înregistrând o creștere cu **12,49%**, față de anul **2012**, când numărul acestor clienți a fost de **2.810.132**.

☞ **Din numărul clienților casnici** al celor doi mari furnizori de gaze naturale, la nivelul anului **2016**, cea mai mare pondere (**cca. 94%**), este deținută de **clienții conectați în sistemul de distribuție** cu un consum anual de până la 23,25 MWh (**categoria B1**), respectiv **2.975.070 clienți (1.517.574 clienți ai E.ON Energie România și 1.457.496 clienți ai Engie România)**.

Comparând prețurile medii ponderate aprobate de ANRE în anul 2016, pentru cei doi mari furnizori de gaze naturale (ENGIE și E.ON Energie Romania), cu cele aprobate în anul 2012, se desprind următoarele aspecte:

- **din analiza prețului mediu ponderat (PMP) aferent anilor 2012 și 2016**, reiese faptul că, **componenta CUG (Cost unitar gaz natural) a deținut o pondere de aproximativ 65%**, urmată de **tariful de distribuție cu o pondere de cca 26%**;

- în urma analizei factoriale a evoluției **prețului mediu ponderat al celor doi mari furnizori**, rezultă o creștere în anul **2016** cu **cca. 22,5%**, față de anul **2012**, datorată creșterii **componentei CUG de la 63,47% la 78,70%**, de **cca 15,6%**, și a **tarifului de distribuție care a înregistrat o creștere de cca 6,8%**.

Factorii care au determinat aceste creșteri au fost:

1. Creșterea cu 15,6% a componentei de preț final "cost unitar de gaz" (CUG).

Această creștere este consecința **neactualizării costului unitar de gaz -CUG**, pentru categoria de clienți casnici reglementați, începând cu anul 2009 până în anul 2013. **Practic, în prețurile finale aplicabile în anul 2012**, în componenta CUG, se regăsește prețul producției interne la nivelul de **45,71 lei/MWh**, în timp ce în prețurile finale, aplicabile în anul 2016, prețul producției interne atinge nivelul de **60 lei/MWh**.

Un alt factor care a influențat creșterea componentei CUG a fost creșterea cu 58,22% a costului mediu unitar pentru serviciile de transport, de la **7,9 lei/MWh** în anul 2012, la **12,5 lei/MWh** în anul 2016.

2. Creșterea cu 6,8% a tarifului de distribuție, pe de o parte ca urmare a includerii în tarifele de distribuție a veniturilor amânate din a doua perioadă de reglementare, iar pe de altă parte ca urmare a **introducerii unor noi taxe și impozite**, respectiv taxa pe monopol în anul 2013 și taxa pe construcții speciale în anul 2014.

3. Creșterea cu 0,1% a venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată cumulat cu diferențele unitare de cost de achiziție istorice (perioada 2008-2015).

■ Referitor la determinarea **venitului** recunoscut și permis de ANRE titularilor de licență, prin metodologiile de tarifare, **s-au remarcat următoarele:**

✎ **Prin metodologiile de tarifare** pentru activitățile reglementate de **distribuție, transport și furnizare** a gazelor naturale (aprobat prin **Ordinele președintelui ANRE nr. 42/2013, nr.32/2014, nr.10/2014, nr.7/2015, nr.182/2015**) aplicabile în cea de-a treia perioadă de reglementare (începând cu 2013), în formula de calcul utilizată pentru stabilirea venitului reglementat, s-a aprobat **includerea unor elemente de 2 ori**, respectiv pe lângă componenta RAB (preluată din perioadele anterioare, în care era inclus și capitalul de lucru), a fost introdusă și o componentă privind **remunerarea capitalului de lucru**.

Referitor la **componenta RAB** (valoarea reglementată a activelor), **pentru prima (2005-2007) și a doua (2008-2012) perioadă de reglementare**, în formula de calcul a venitului reglementat, această componentă cuprindea și **valoarea capitalului de lucru** (conform metodologiilor de tarifare aprobate prin **Decizia nr. 1.078/18.12.2003 și Ordinul președintelui ANRE nr.22/2012**).

✎ În ceea ce privește **metodologiile de tarifare stabilite de autoritatea competentă**, în cadrul perioadei de reglementare, **auditul a remarcat faptul că diferența** dintre **costurile preluate direct** (*contribuții la fondul de sănătate, taxe, impozite, contribuțiile la fonduri speciale, redevențele, chirii, etc.*) incluse în venitul total și **cele efectiv realizate**, este recunoscută în tarif, **dar majorată (remunerată) prin aplicarea ratei reglementate a rentabilității**.

Pentru cea de a treia perioadă de reglementare, **2013 - 2017**, **valoarea ratei reglementate a rentabilității (RoR)**, aferentă activităților de **distribuție și furnizare** reglementată a gazelor naturale, a fost de **8,43%**, iar cea aferentă activităților de **transport și înmagazinare** reglementată a gazelor naturale **7,72%**.

În fapt, operatorului îi este aplicată o rată a rentabilității (între 7,72% și 8,43%) asupra diferenței dintre costurile efectiv realizate și costurile recunoscute în tarif. **Se ajunge astfel la situația în care orice majorare de taxe, impozite sau redevențe să aducă în fapt un beneficiu direct operatorilor și nu un dezavantaj**, deoarece cu cât nivelul taxelor, impozitelor sau redevențelor

este majorat, cu atât beneficiul primit crește, toate acestea având o influență directă asupra tarifelor suportate de populație și entitățile publice/private.

În urma acțiunii de control efectuată de Curtea de Conturi a României în perioada 2013-2014, având ca temă *Controlul respectării de către autoritățile cu atribuții în domeniul privatizării a metodelor și procedurilor de privatizare*, la Direcția Generală Privatizare și Administrația Participațiilor Statului în Energie din cadrul Departamentului pentru Energie aflat sub coordonarea Ministerului Economiei, un aspect remarcat, cu impact asupra evoluției tarifelor de distribuție, a fost **neurmărirea modului de îndeplinire a prevederilor din contractele de privatizare** încheiate cu SC Distrigaz Sud SA București (Contract nr. 6/18.10.2004) și SC Distrigaz Nord SA Târgu Mureș (Contractul nr. 7/21.10.2014), prin care la clauza 4.4. “Aspecte privind tarifele”, s-au convenit următoarele:

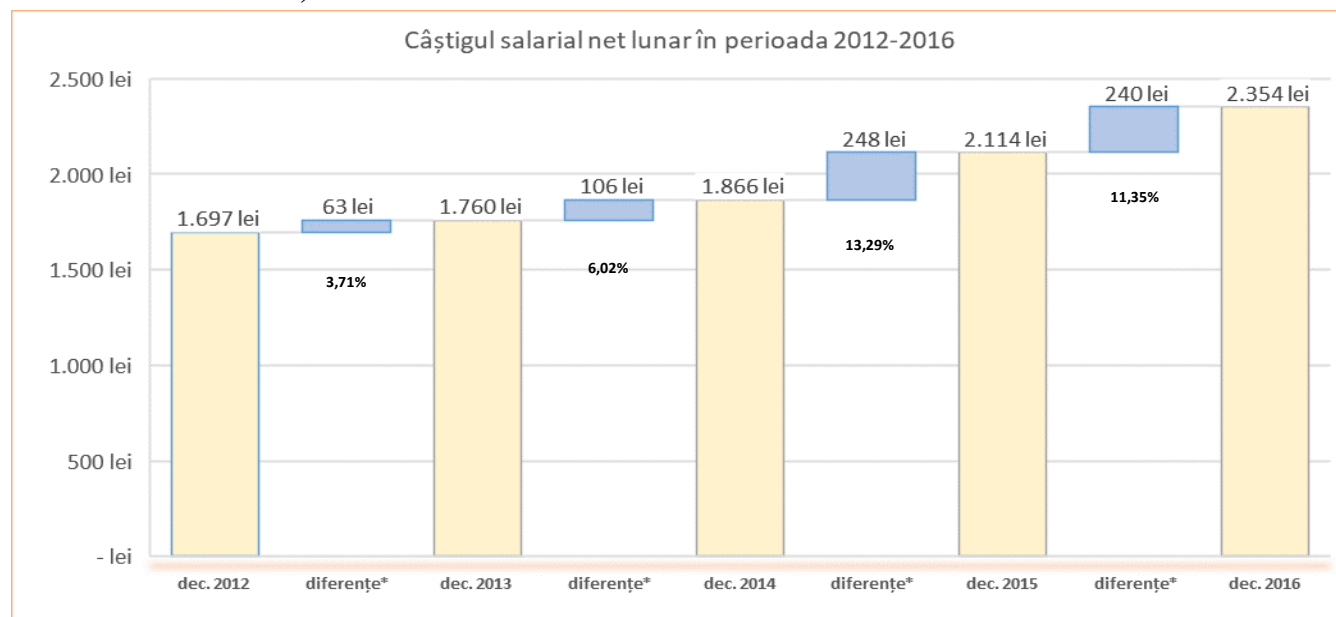
- aplicarea, pentru prima perioadă de reglementare, a unei reduceri de 15% asupra tarifului de distribuție a gazelor naturale stabilit de ANRE, exceptând costurile preluate direct;

- cedarea în întregime consumatorilor de la începutul celei de-a doua perioade de reglementare a creșterii eficienței economice, realizată de cumpărători în activitatea reglementată de distribuție a gazelor naturale în prima perioadă de reglementare, care depășește obiectivele de eficiență stabilite în acest sens de ANRE.

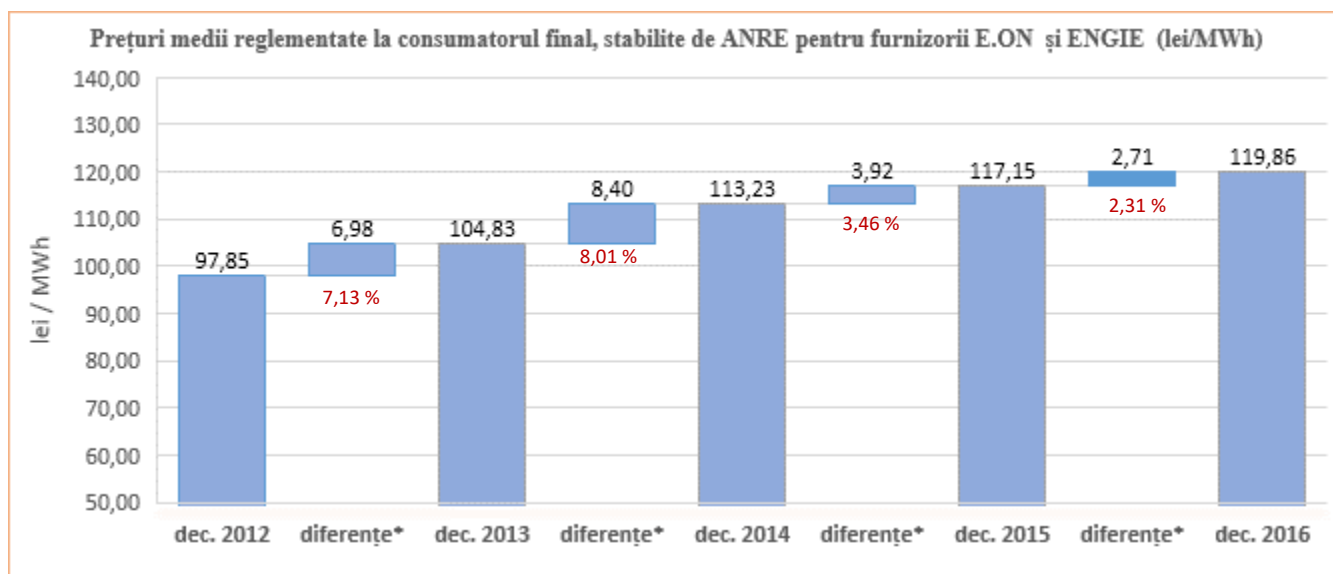
Auditul a remarcat faptul că, deși aceste aspecte sunt cunoscute de peste 8 ani de factorii implicați în urmărirea îndeplinirii obligațiilor din contractele de privatizare (Ministerul Energiei) și în aprobarea metodologiilor de tarifare și de stabilire a tarifelor de distribuție a gazelor naturale (ANRE), nici până la această dată aspectele constatate în anul 2014 nu au fost clarificate.

Evoluția prețurilor reglementate raportat la câștigul net salarial lunar în România

În perioada 2012-2016, în timp ce câștigul salarial mediu net lunar în România a cunoscut o creștere cu 38,71% (de la 1.697 lei în anul 2012, la 2.354 lei în anul 2016), prețul mediu ponderat pentru clienții aflați în categoria B1, al celor doi mari furnizori de gaze naturale (ENGIE și E.ON Energie Romania), a cunoscut o creștere de cca. 22%, de la 97,85 lei/MWh în anul 2012, la 119,86 lei/MWh în anul 2016, astfel:



* creștere în valoare absolută a salariului net lunar la nivel de țară Sursa: INS



* creștere în valoare absolută a prețului mediu reglementat

Evoluția prețurilor gazelor naturale pentru consumatorii casnici și noncasnici la nivelul UE

Prețul energiei în UE depinde de o serie de factori diferiți privind cererea și oferta, inclusiv situația geopolitică, gama energetică națională, diversificarea importurilor, costurile de rețea, costurile privind protecția mediului, condițiile meteorologice extrem de nefavorabile sau nivelul accizelor, taxelor și contribuțiilor.

Evoluția prețurilor medii ale gazelor naturale pentru consumatorii casnici la nivel european

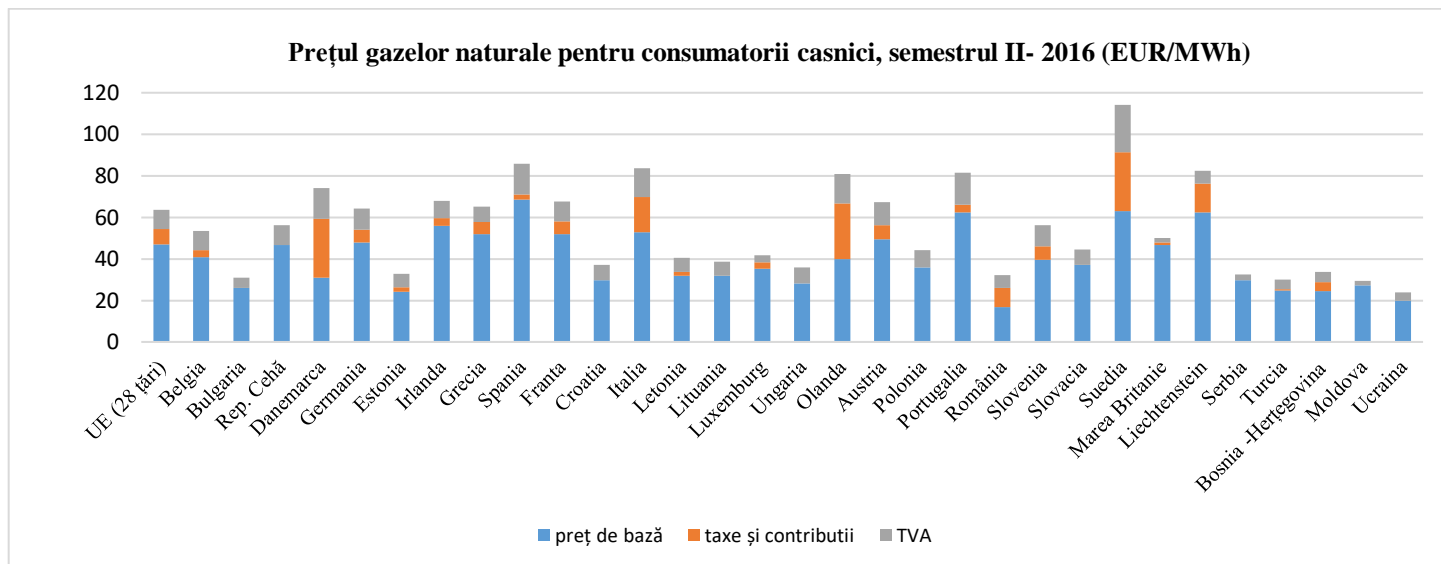
Prețul energiei în UE depinde de o serie de factori diferiți privind cererea și oferta, inclusiv situația geopolitică, gama energetică națională, diversificarea importurilor, costurile de rețea, costurile privind protecția mediului, condițiile meteorologice extrem de nefavorabile sau nivelul accizelor, taxelor și contribuțiilor.

În perioada **2012-2016**, analizând prețurile medii ale gazelor naturale pentru **consumatorii casnici (EUR/MWh)**, cu un consum anual cuprins între 5.600 KWh - 56.000 KWh, s-a remarcat faptul că **România a înregistrat unul dintre cele mai mici prețuri medii la gazele naturale destinate consumatorilor casnici**, respectiv de **32 EUR/MWh**, prețul reprezentând aproximativ jumătate din prețul mediu înregistrat la nivel european (**63,6 EUR/MWh**), potrivit datelor publicate de Oficiul European de Statistică (Eurostat).

✎ În perioada auditată, prețul gazelor naturale (ce include toate taxele și contribuțiile) pentru consumatorii casnici din România, a avut o evoluție ascendentă, de la **27,4 EUR** (semestrul II/anul 2012), la **32,3 EUR** (semestrul II/2016), respectiv cu **cca. 17%**.

Pentru **consumatorii casnici**, cu un consum anual între 5600 KWh-56000 KWh, prețurile gazelor naturale din **semestrul II al anului 2016** au atins valorile cele mai ridicate la nivelul statelor membre ale UE precum: **Suedia (114,2 EUR/MWh)**, **Spania (85,7 EUR/MWh)**, **Italia (83,8 EUR/MWh)**, **Portugalia (81,5 EUR/MWh)**.

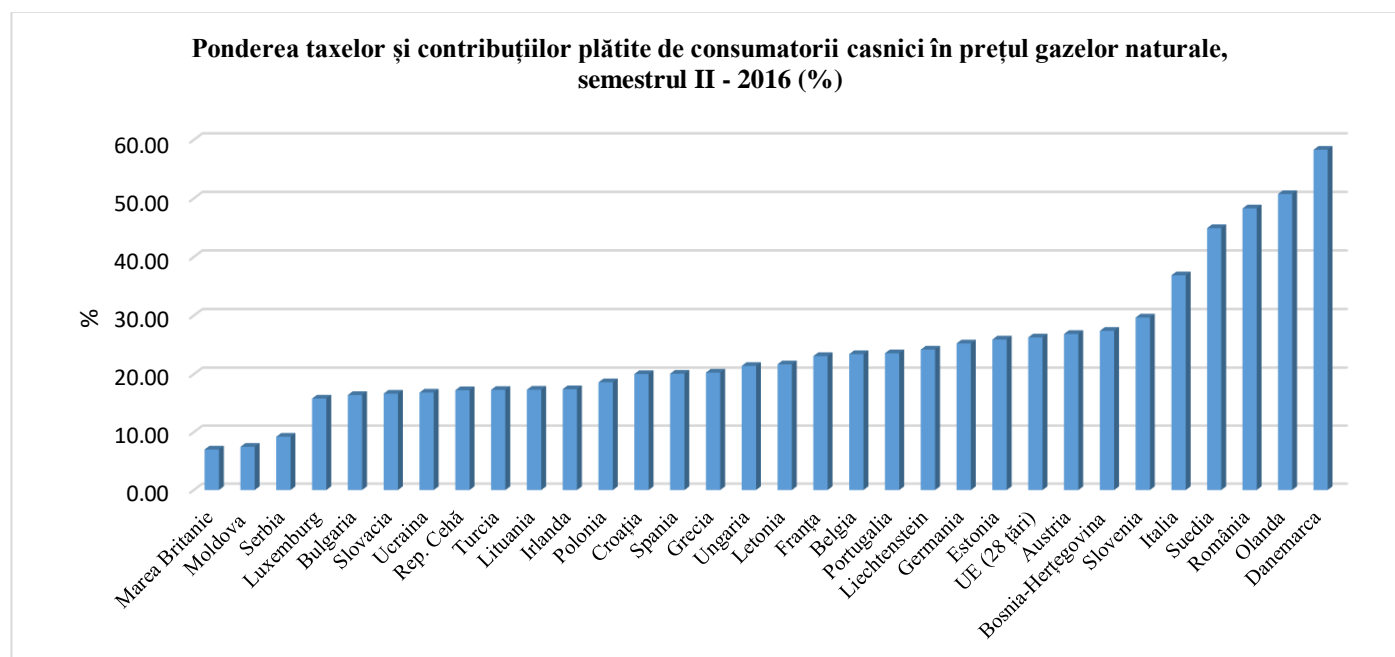
Cele mai scăzute valori s-au înregistrat la nivelul statelor membre ale UE, respectiv **Bulgaria (31,1 EUR/MWh)**, **Estonia (32,8 EUR/MWh)**, **Ungaria (36 EUR/MWh)**, precum și în țări non-UE ca **Ucraina (23,8 EUR/MWh)**, **Moldova (29,5 EUR/MWh)** și **Turcia (30,1 EUR/MWh)**, respectiv:



La nivelul anului 2016 (semestrul II), deși România a înregistrat unul dintre cele mai mici prețuri medii la gazele naturale destinate consumatorilor casnici, conform statisticii europene, din punct de vedere al ponderii taxelor și contribuțiilor în prețul gazelor naturale pentru consumatorii casnici, țara noastră se află în primele 3 locuri, cu o pondere de 48,3%.

De cealaltă parte, cea mai redusă pondere în prețul gazelor naturale a contribuțiilor și taxelor (inclusiv TVA) a fost înregistrată în **Marea Britanie (6,99%)**, **Luxemburg (15,79%)**, **Bulgaria (16,4%)**. La nivelul UE, contribuțiile și taxele au reprezentat **aproape un sfert (26,26%)** din prețul gazelor pentru consumatorii casnici.

Procentul reprezentat de contribuții și taxe în prețul total cu amănuntul al gazelor naturale pentru consumatorii casnici este prezentat în graficul de mai jos:



✎ La nivelul anului 2016 (semestrul II), **raportat la puterea de cumpărare (PPS-Purchasing Power Standard)**, cele mai mici prețuri la gazele naturale destinate consumatorilor casnici, se înregistrează în Luxemburg (35,4 PPS/MWh), Marea Britanie (46,7 PPS/MWh) și Belgia (49,9 PPS/MWh), iar cele mai mari prețuri se înregistrează în Cehia (88,8 PPS/MWh), Suedia (92,1 PPS/MWh) și Portugalia (104,2 PPS/MWh).

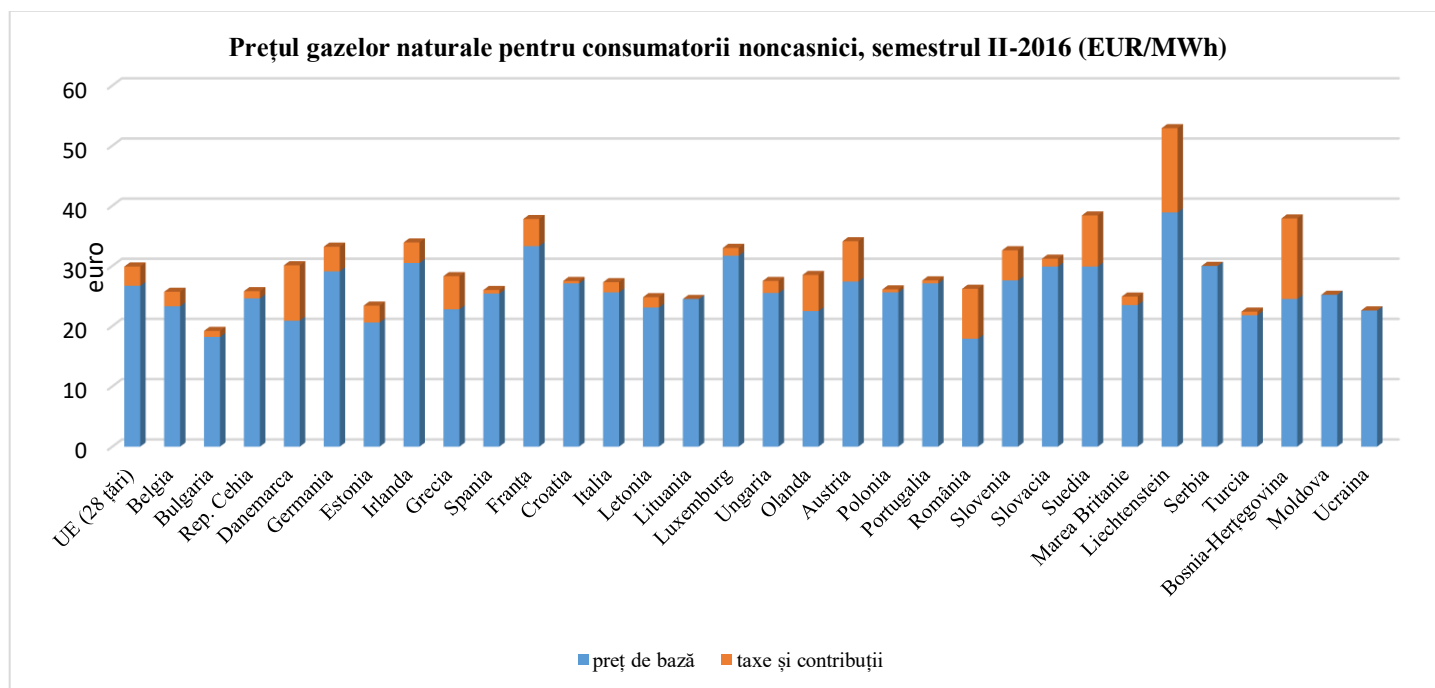
✎ În România, **prețul gazelor naturale destinate consumatorilor casnici, raportat la puterea de cumpărare**, în semestrul II al anului 2016, a fost de **66,5 PPS/MWh, peste media Uniunii Europene**, care a fost de **58,3 PPS/MWh**.

Evoluția prețurilor medii ale gazelor naturale pentru consumatorii noncasnici (industriali) la nivel european

✎ În perioada auditată, la nivel național, prețul gazelor naturale pentru consumatorii industriali a avut o **evoluție oscilantă**, de la **26,4 EUR/MWh** (semestrul II/anul 2012) atingând **30,8 EUR/MWh** (semestrul II/2014), urmând apoi o perioadă de scădere, astfel încât la nivelul semestrului II 2016, prețul a atins valoarea de **26,2 EUR/MWh, apropiat de prețul mediu înregistrat la nivel european de 29,9 EUR/MWh**.

✎ La nivelul statelor membre ale Uniunii Europene, în anul 2016 (semestrul II), prețurile gazelor naturale pentru **consumatorii industriali**, cu un consum anual cuprins între 2.778 și 27.778 GWh, au **atins valorile cele mai ridicate** în Suedia (38,4 EUR/MWh) și Franța (37,8 EUR/MWh), iar **valorile cele mai scăzute s-au înregistrat** în Bulgaria (19,2 EUR/MWh) și Estonia 23,4 (EUR/MWh) .

Grafic, prețul gazelor naturale pentru consumatorii noncasnici, se prezintă astfel:



✎ La nivelul anului 2016 (semestrul II), din punct de vedere al **ponderii taxelor și contribuțiilor în prețul gazelor naturale pentru consumatorii noncasnici**, **România ocupa unul din primele locuri**, cu o pondere de **31,68%**, urmată de Danemarca, cu **30,56%** și Suedia, cu **22,14%**, iar

cea mai redusă pondere a fost înregistrată în Croația (1,45%), Portugalia (1,81%), Polonia (1,92%), în condițiile în care media la nivelul UE a fost de 10,7%.

Regulamentul UE privind integritatea și transparența pieței energetice (REMIT)

În vederea aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT) și a prevederilor Deciziei Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) nr. 01/2012 cu privire la formatul de înregistrare în conformitate cu prevederile articolului 9, alineat (3) din REMIT, președintele ANRE a emis **Ordinul nr. 1/2015** privind instituirea *Registrului național al participanților la piața angro de energie și aprobarea Procedurii de înregistrare a participanților la piața angro de energie*, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 80/30.01.2015. Prin piața angro de energie se înțelege inclusiv piața angro a gazelor naturale.

La nivelul ANRE, responsabilitățile de aplicare a REMIT sunt cele de înregistrare a participanților la piață și de investigare și sancționare a încălcărilor prevederilor REMIT.

În **Registrul național al participanților** la piața angro de energie sunt colectate, prelucrate, stocate, verificate, validate și actualizate datele transmise de participanții la piața angro de energie în formularele de înregistrare. Ulterior, aceste date sunt transmise și încărcate în Registrul european centralizat al participanților la piața angro de energie.

Începând cu **18 martie 2015**, participanții la piața angro de energie din România au avut obligația să se înregistreze în **Registrul național al participanților la piața angro de energie**, instituit și administrat de ANRE.

Deși echipa de audit a solicitat informații legate de respectarea de către operatorii economici (participanți la piața de gaze naturale) a **termenului limită de înregistrare în Registrul național al participanților la piața angro de gaze naturale**, instituit de ANRE în conformitate cu prevederile **Regulamentului (UE) nr. 1227/2011**, ANRE nu a răspuns solicitării adresate.

Totuși, s-a făcut precizarea că, operatorii pieței angro de gaze naturale (Operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România, OPCOM SA și Bursa Română de Mărfuri/BRM) **au instituit condiția obținerii codului ACER** (acordat de ACER în urma înscrierii în Registrul național și apoi în registrul european centralizat) în vederea înscrierii la efectuarea tranzacțiilor pe platformele administrate.

Auditul a remarcat faptul că ANRE a elaborat legislația secundară aferentă exercitării competențelor de investigare, prevăzute la **art. 13** din REMIT, **după mai bine de cinci ani de la apariția REMIT**, în acest sens fiind elaborat **Ordinul Președintelui ANRE nr. 25/30.03.2017**.

Art. 13 din REMIT prevede ca *fiecare stat membru să se asigure că autoritățile sale naționale de reglementare dispun de competențele de investigare și de asigurare a executării necesare pentru exercitarea acestei funcții până la 29 iunie 2013*. Aceste prevederi au fost implementate abia pe data de 30 septembrie 2014, când Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 a fost modificată prin **Legea nr. 127/30.09.2014**. Completările aduse dau posibilitatea *Autorității* să sancționeze contravențional participanții la piață, ca urmare a nerespectării obligațiilor ce le revin în temeiul prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1.227/2011.

15. Exercițarea de către ANRE a activității de control cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale a legislației specifice

Pentru desfășurarea în condiții de eficiență a pieței de gaze naturale, un aport important îl are **activitatea de control** desfășurată de ANRE, această activitate fiind desfășurată prin intermediul a **9 Oficii Teritoriale** (Arad, Brașov, Cluj, Craiova, Constanța, Galați, Iași, Târgu Mureș și Sibiu) și a unui serviciu care funcționează la nivelul central al autorității de reglementare.

✎ **Numărul total** al personalului angajat în cadrul ANRE cu atribuții de agenți constatatori s-a menținut constant în perioada 2014-2016, acesta variind între 38-40 agenți, **acest nivel fiind net inferior raportat la evoluția numărului de titulari de licență** din sectorul gazelor naturale, care în perioada **2012-2016** a crescut cu **63,63%**, de la **154 licențe** în anul **2012**, la **252 licențe** în anul **2016**.

✎ Din analiza evoluției **numărului de acțiuni de control efectuate de personalul ANRE** în perioada 2012-2016, în sectorul gazelor naturale, s-a remarcat creșterea numărului de acțiuni de control, de la **313** în anul **2013**, la **597** în anul **2016**, ceea ce reprezintă o **majorare cu cca 91%**, ponderea principală deținând-o acțiunile de control de tip **inspecție și verificare**.

✎ **Raportat la numărul de agenți constatatori, s-a observat o creștere a acțiunilor de control**, de la aproximativ **8 acțiuni/agent constator** în anul **2013**, la aproximativ **15 acțiuni/agent constator** în anul **2016**.

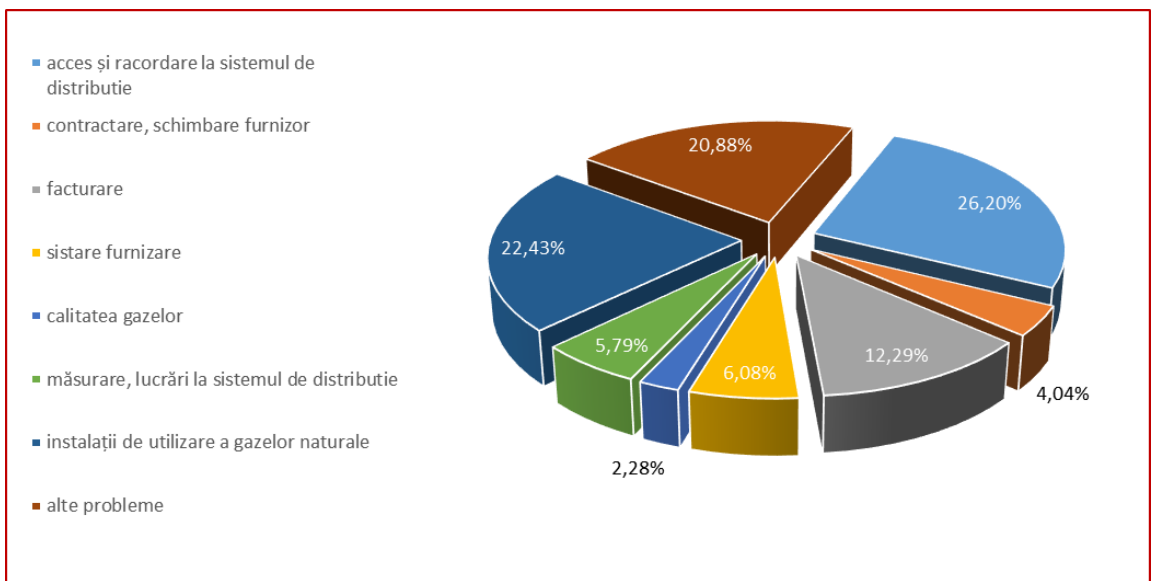
În perioada auditată, pentru neregulile constatate în urma acțiunilor de control efectuate, au fost aplicate un număr de **1.294 sancțiuni contravenționale**, prin Procesele-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, fiind aplicate și achitate **amenzi** în cuantum total de **24,32 milioane lei**.

✎ Referitor la sancțiunile contravenționale aplicate urmare a acțiunilor de control efectuate de personalul ANRE în perioada 2012-2016, **s-a remarcat creșterea numărului de sancțiuni contravenționale aplicate** în urma acțiunilor de control desfășurate, respectiv de la **126 sancțiuni** în anul **2012**, la **497 sancțiuni** aplicate în anul **2016**. În ceea ce privește **tipul de sancțiuni aplicate**, ponderea cea mai mare, în perioada auditată, au deținut-o amenzile (**52,09%**).

În anul **2012-2016**, au fost înregistrate și soluționate un număr de **4.832 de petiții**, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitanți a serviciilor prestate de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale.

✎ În ceea ce privește **numărul petițiilor în domeniul gazelor naturale înregistrate la ANRE**, s-a remarcat o creștere cu **181%** a petițiilor formulate de consumatori, în perioada 2012-2016, respectiv de la **601** petiții în anul **2012**, la **1.689** petiții în anul **2016**, fapt ce **poate semnifica fie creșterea gradului de nemulțumire** al consumatorilor față de serviciile prestate de participanții la piață, **fie neînțelegerea pe deplin** a reglementărilor emise de ANRE.

Ponderea cea mai mare a principalelor probleme semnalate de către consumatori în perioada **2012-2016** se referă la **accesul și racordarea la sistemul de distribuție (26,2%)**, urmată de **utilizarea instalațiilor de gaze naturale (22,43%)** și alte categorii (sistare furnizare, calitatea gazelor, facturare etc.), așa cum se poate observa din **graficul următor**:



Petițiile au fost transmise în mod direct pe adresa ANRE, sau redirecționate prin intermediul altor instituții publice (Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor –ANPC, Ministere, Guvernul României etc.).

16. Activitatea de investigații cu privire la funcționarea pieței gazelor

■ Potrivit prevederilor **art. 183**, din **Legea** energiei electrice și gazelor naturale **nr. 123/2012**:

“Președintele autorității competente dispune prin decizie efectuarea de investigații (...)de către personalul propriu împuternicit în acest sens, din oficiu sau ca răspuns la o plângere înregistrată la autoritatea competentă, formulată de către o persoană fizică sau juridică afectată în mod real și direct de o potențială încălcare a prevederilor prezentului titlu, numai în domeniile în care ANRE are competența de investigare, potrivit legii”.

✍ În acest context, deși echipa de audit a solicitat informații cu privire la investigațiile desfășurate cu privire la funcționarea pieței gazelor naturale, ANRE nu a prezentat date în acest sens, în condițiile în care, de la data intrării în vigoare a prevederilor care instituiau efectuarea de investigații de către personalul ANRE, au trecut mai mult de 5 ani.

CAPITOLUL III

Punctul de vedere al conducerii entității auditate cu privire la aspectele constatate în urma auditului performanței

În urma Ședinței de conciliere, din analiza Proiectului Raportului de audit al performanței **au rezultat divergențe de opinii între reprezentanții Curții de Conturi și reprezentanții ANRE**, cu privire la:

- neaprobarea de către ANRE a condițiilor de valabilitate a unor licențe emise în anul 2013, aflate în vigoare la data de 31.12.2016, solicitându-se reformularea concluziilor, în sensul menționării faptului că, condițiile-cadru urmează a fi finalizate în anul 2018. Solicitarea și argumentele prezentate au fost reținute în cazul licențelor pentru activitatea de furnizare de gaze naturale și a celor de furnizare GPL. Totodată, echipa de audit nu și-a însușit argumentele prezentate referitoare la condițiile de valabilitate în cazul: licențelor de operare a sistemului de înmagazinare a gazelor naturale, licenței de transport a gazelor naturale, licențelor de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției gazelor naturale, licențelor de furnizare a GNC/GNCV, în condițiile în care licențele sunt valabile, conform condițiilor de valabilitate asociate;

- existența unor operatori de furnizare gaze naturale care, deși aveau licența expirată, au comercializat gaze naturale după perioada de valabilitate a licenței, în sensul eliminării acestei concluzii. Solicitarea și argumentele prezentate nu au fost însușite de echipa de audit, întrucât au fost constatate situații în care, deși operatorul economic nu a deținut licență (**societatea Crest Energy**, în perioada **31.12.2015-15.03.2016**), societatea și-a desfășurat activitatea privind comercializarea gazelor naturale;

- recuperarea cuantumului redevenței pentru operarea SNT, pe care SNTGN Transgaz avea obligația de a o calcula și vira la Bugetul de Stat, respectiv s-a solicitat reformularea concluziilor în sensul că trebuie avute în vedere dispozițiile **Legii nr. 123/2012**. Auditorii publici externi au dat curs acestei solicitări, concluziile prezentate în Raport fiind completate;

- formulele de calcul utilizate pentru stabilirea venitului reglementat, prin includerea unor elemente de 2 ori, în ceea ce privește capitalul de lucru, în acest sens reprezentanții ANRE au susținut faptul că, în practică, aceste formule au fost calculate corect. Solicitarea și argumentele prezentate nu au fost însușite de echipa de audit, întrucât conform Metodologiilor de tarifare, aprobate prin **Decizia nr. 1.078/18.12.2003 și Ordinul președintelui ANRE nr.22/2012**, în formula de calcul a **venitului reglementat, componenta RAB** (valoarea reglementată a activelor), pentru prima (2005-2007) și a doua (2008-2012) perioadă de reglementare, **cuprindea și valoarea capitalului de lucru**;

- alocarea cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului pe piața reglementată, în sensul că din comparația cantităților vândute cu cele pe care fiecare producător avea obligația de a le pune la dispoziție, nu se poate demonstra îndeplinirea sau nu a acestei obligații. Argumentele prezentate nu au fost însușite de echipa de audit întrucât, deși deținea informațiile necesare pentru a **monitoriza** respectarea obligației producătorilor de a pune la dispoziția pieței reglementate a cantităților aprobate lunar, ANRE **nu a intervenit, în sensul că nu a notificat în perioada 2014-2015, producătorii care nu și-au îndeplinit această obligație** și nici nu a efectuat verificări pentru a constata nerespectarea reglementărilor emise și să aplice sancțiuni;

- aplicarea unei bonificații (între 7,72% și 8,43%) asupra diferenței dintre costurile efectiv realizate și costurile recunoscute în tarif, în sensul eliminării acestei concluzii întrucât această diferență

poate avea valoare pozitivă sau negativă. Argumentele prezentate nu au fost însușite de echipa de audit, întrucât operatorului, conform Metodologiilor de stabilire a tarifelor, îi este aplicată o rată a rentabilității (între 7,72% și 8,43%) asupra diferenței dintre costurile efectiv realizate și costurile recunoscute în tarif. Se ajunge astfel la situația în care orice majorare de taxe, impozite sau redevențe să aducă în fapt un beneficiu direct operatorilor și nu un dezavantaj, deoarece cu cât nivelul taxelor, impozitelor sau redevențelor este majorat, cu atât beneficiul primit crește, toate acestea având o influență directă asupra tarifelor suportate de populație și entitățile publice/private;

- respectarea clauzelor prevăzute în contractele de privatizare ale operatorilor de distribuție, referitoare la tarife, în sensul eliminării concluziilor, întrucât datele solicitate au fost transmise la Curtea de Conturi. Argumentele prezentate nu au fost însușite de echipa de audit, întrucât nu au fost efectuate verificări de specialitate privind îndeplinirea clauzelor din contractele de privatizare încheiate cu Distrigaz Nord și respectiv cu Distrigaz Sud.

CAPITOLUL IV

Măsurile luate de conducerea entității în timpul misiunii de audit al performanței

În timpul misiunii de audit, ANRE a întreprins următoarele măsuri:

✓ prin Ordine ale președintelui ANRE au fost aprobate Condițiile-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale și Condițiile-cadru de valabilitate asociate licenței de furnizare GPL.

✓ au fost publicate pe site-ul www.anre.ro, documentele care definesc activitățile conexe celei de operare a Sistemului de transport al gazelor naturale;

✓ urmare separării activităților de producție și înmagazinare din cadrul Romgaz SA, Licența de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale, al cărei titular este SNGN Romgaz SA – Filiala Depogaz Ploiești SRL, a intrat în vigoare la data de 01.04.2018.

CAPITOLUL V

Recomandările formulate

Recomandările formulate în urma derulării misiunii de audit:

🚩 Recomandări la nivelul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei:

1. Referitor la **punctul 7 “Producția de gaze naturale în România”**, s-au recomandat următoarele:

1.1 Monitorizarea activității producătorilor de gaze naturale, în vederea identificării acelor care nu respectă reglementările emise de ANRE. Pentru cei aflați în această situație, vor fi dispuse verificări în scopul stabilirii eventualelor abateri de la dispozițiile legale. În funcție de cele constatate, după caz, vor fi aplicate contravențiile prevăzute de lege și vor fi dispuse măsuri în vederea intrării în legalitate;

1.2 Elaborarea de reglementări comerciale cu privire la stocarea, distribuția și utilizarea GPL, în conformitate cu prevederile Legii nr.123/2012;

1.3 Monitorizarea activităților derulate de operatorii economici care produc, importă și comercializează GPL și GNC/GNCV în România, în vederea identificării operatorilor care nu au raportat la ANRE activitățile desfășurate în conformitate cu reglementările primare și secundare în vigoare. Pentru cazurile identificate se vor dispune verificări în vederea constatării nerespectării

dispozițiilor legale și al aplicării contravențiilor prevăzute de lege, după caz, vor fi dispuse măsuri de intrare în legalitate;

1.4 Elaborarea de reglementări privind monitorizarea cantităților de GPL și GNC/GNCV, produse, importate și comercializate pe teritoriul României;

1.5 Elaborarea de reglementări privind monitorizarea cantităților de gaze naturale transportate prin **conductele de alimentare din amonte**, astfel încât să fie identificate cantitățile de gaze naturale transportate către clienții direct racordați la aceste conducte.

2. Referitor la **punctul 8** "*Consumul de gaze naturale în România*", s-au recomandat următoarele:

2.1 Efectuarea unei analize asupra cantităților de gaze naturale utilizate de producătorii de gaze naturale, titulari de acorduri petroliere, pentru **producerea de energie electrică în propriile centrale electrice**, în vederea identificării acelor producători care nu au livrat energie electrică în regim reglementat, la nivelul stabilit de ANRE. Pentru producătorii identificați se vor dispune verificări în vederea constatării nerespectării dispozițiilor legale și al aplicării contravențiilor prevăzute de lege.

3. Referitor la **punctul 10** "*Vânzarea gazelor naturale către țări din afara UE (export) și către țări din Uniunea Europeană*", s-au recomandat următoarele:

3.1 Monitorizarea schimburilor virtuale în vederea identificării acelor furnizori de gaze naturale care nu respectă reglementările emise de ANRE. Pentru cei aflați în această situație se vor dispune verificări în vederea constatării nerespectării dispozițiilor legale și al aplicării contravențiilor prevăzute de lege, după caz, vor fi dispuse măsuri de intrare în legalitate.

4. Referitor la **punctul 11** "*Licențe și Autorizații*", s-au recomandat următoarele:

4.1 Efectuarea unei analize asupra licențelor emise în domeniul gazelor naturale, în vederea identificării **acelor licențe pentru care nu au fost aprobate și emise "condiții de valabilitate"**, iar pentru cazurile identificate vor fi dispuse măsurile legale;

4.2 Efectuarea unei analize asupra operatorilor economici care livrează gaze naturale, în vederea identificării acelor care **au efectuat astfel de activități fără a avea la bază o licență valabilă.** Pentru cazurile identificate se vor dispune verificări în vederea constatării nerespectării dispozițiilor legale și al aplicării contravențiilor prevăzute de lege, după care se vor dispune măsuri de intrare în legalitate;

4.3 Întrucât conform *Regulamentului pentru aprobarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 34/2013**, ANRE avea obligația de a emite noi licențe în locul celor eliberate **în conformitate cu Hotărârea Guvernului nr. 784/2000** (abrogată în anul 2013), se va face o analiză în scopul identificării tuturor licențelor care nu au fost reînnoite și se vor lua măsuri pentru intrarea în legalitate;

5. Referitor la **punctul 12** "*Situația și evoluția capacităților de transport, înmagazinare și distribuție a gazelor naturale*", s-au recomandat următoarele:

5.1 Actualizarea componentelor SNT și ale sistemelor de distribuție înscrise în licențele de operare, cu cele comunicate anual de către operatorii economici licențiați;

5.2 Urmărirea și aprobarea, prin programele de investiții, prezentate de operatorii de distribuție și transport, a unui volum de lucrări de investiții care să conducă la creșterea gradului de rețehnologizare/modernizare a rețelelor de transport și distribuție gaze, în raport cu necesitățile

existente, precum și la sporirea gradului de siguranță, fiabilitate și eficiență a rețelelor de gaze. Totodată, se recomandă urmărirea realizării în totalitate a lucrărilor incluse și acceptate prin *Programele de investiții* și stabilirea unui cadru de sancționare pentru cazurile de nerealizare a investițiilor;

5.3 Stabilirea unor ținte anuale în aprobarea investițiilor incluse în *Programele de investiții* prezentate de operatorii de transport și distribuție gaze naturale, în cadrul cărora, să primeze investițiile care conduc la re tehnologizarea și modernizarea rețelelor de transport și distribuție a gazelor naturale;

5.4 Monitorizarea planurilor de investiții ale operatorilor din domeniul gazelor naturale și implicit prezentarea prin *Rapoartele de activitate anuale ale ANRE*, a informațiilor cu privire la evaluarea acestora, astfel încât să se asigure aplicarea dispozițiilor din **Legea nr.123/2002**;

5.5 Efectuarea unei analize riguroase asupra stării tehnice a rețelelor de transport și distribuție gaze naturale (inclusiv a rețelelor cu durata de funcționare depășită), în vederea **identificării zonelor vulnerabile**, coroborat cu dimensionarea adecvată a programelor de investiții/reparații și reabilitare, cu prioritizarea acestora și cu fondurile alocate;

5.6 Clarificarea aspectelor referitoare la monitorizarea ducerii la îndeplinire a măsurilor prevăzute în Programul de conformitate al operatorului de transport, în baza prevederilor Legii nr.123/2012;

5.7 Elaborarea cadrului de reglementare privind atât desfășurarea de activități conexe celor de operare a sistemului de transport al gazelor naturale, cât și de stocare de gaze naturale în sistemul de transport, în conformitate cu prevederile **Legii nr.123/2012**;

5.8 Elaborarea cadrului de reglementare în vederea stabilirii cantității de gaze naturale necesară a fi consumată de către SNTGN Transgaz SA pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari activității de transport al gazelor naturale;

5.9 Efectuarea unei analize privind determinarea și aprobarea stocului minim de gaze naturale, astfel încât **nivelul** acestuia (pe care **titularii licențelor de furnizare și transport a gazelor naturale** au obligația de a-l constitui anual în depozitele de înmagazinare subterană) să garanteze securitatea aprovizionării cu gaze naturale și asigurarea echilibrului fizic al sistemului de transport.

5.10 Efectuarea unei analize asupra cadrului de reglementare cu privire la obligația de constituire a stocului minim de gaze naturale astfel încât, să existe prevederi clare care să nu dea posibilitate furnizorilor de a schimba destinația gazelor după prezentarea documentelor care atestă îndeplinirea obligației de constituire a stocului minim la termenele stabilite. Totodată, se va efectua o analiză asupra furnizorilor licențiați care au **schimbat destinația gazelor** după ce au făcut dovada că au avut încheiate până la data de 31 octombrie a fiecărui an, contracte de mandat cu un alt titular al licenței de furnizare a gazelor naturale, pentru îndeplinirea obligației de constituire a stocului minim. Pentru cazurile identificate de nerespectare a constituirii stocului minim, vor fi dispuse verificări în vederea constatării nerespectării dispozițiilor legale și al aplicării contravențiilor prevăzute de lege, după care, se vor dispune măsuri de intrare în legalitate;

5.11 În condițiile dezvoltării pieței de gaze naturale, se impune corelarea prevederilor Regulamentului de măsurare cu cele din **Codul rețelei**, precum și cu toate reglementările în vigoare, astfel încât să fie eliminate necorelările constatate în *Raportul de audit al performanței*;

5.12 Corelarea prevederilor Deciziei ANRGN nr. 824/2004 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul reglementat la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu prevederile Metodologiei de stabilire a nivelului stocului minim anual de gaze naturale pe care fiecare

titular al licenței de furnizare de gaze naturale și fiecare titular al licenței de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale, trebuie să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie a fiecărui an, prevederi **referitoare la obligația ANRE de a aproba cantitățile de gaze naturale** destinate înmagazinării, astfel încât, să fie eliminate necorelările constatate în *Raportul de audit al performanței*;

5.12 Elaborarea unor reglementări specifice cu privire la serviciile de stocare și echilibrare a gazelor naturale în sistemele de distribuție, astfel încât dispozițiile **Legii nr. 123/2012** să fie puse în aplicare integral;

5.13 Efectuarea unei analize la nivelul **operatorilor de distribuție** a gazelor naturale în vederea identificării cazurilor în care nu a fost respectat termenul legal de 2 ani pentru preluarea sistemului de distribuție de la un operator căruia i-a fost retrasă licența de distribuție, iar pentru cazurile identificate, se vor dispune măsuri de intrare în legalitate.

6. Referitor la **punctul 13** *“Modul de organizare și funcționare a pieței gazelor naturale în România”*, s-au recomandat următoarele:

6.1 Elaborarea unei metodologii de monitorizare a pieței gazelor naturale, care să cuprindă indicatori de monitorizare a acestei “piețe”, stabilirea unui sistem unitar de raportare al operatorilor economici din sectorul gazelor naturale, **actualizat periodic** cu toate modificările legislative, **publicarea în Rapoartele anuale întocmite de ANRE**, a unor analize/interpretări ale tuturor indicatorilor identificați care vizează piața de gaze din România și în special a indicatorilor privind numărul și tipul consumatorilor vulnerabili, evoluția numărului anual de schimbări ale furnizorului de gaze naturale, a capacității economico-financiare a furnizorilor activi și comportamentului acestora în piață;

6.2 Monitorizarea contractelor de achiziție a gazelor naturale încheiate de operatorii economici deținători ai licenței de furnizare a gazelor naturale cu furnizorii interni, precum și a actelor adiționale încheiate ulterior;

6.3 Elaborarea unor standarde de performanță pentru activitatea de înmagazinare a gazelor naturale, astfel încât dispozițiile **Legii nr. 123/2012** să fie puse în aplicare integral.

7. Referitor la **punctul 14** *”Prețurile și tarifele aplicate pentru gazele naturale destinate consumatorilor finali”*, s-au recomandat următoarele:

7.1 Elaborarea de reglementari care să prevadă cantitatea de gaze naturale necesară a fi consumată de către un operator economic pentru asigurarea parametrilor tehnologici necesari desfășurării activității de înmagazinare, astfel încât dispozițiile **Legii nr. 123/2012** să fie puse în aplicare integral;

7.2 Reanalizarea metodelor de tarificare pentru activitățile reglementate de distribuție, transport și furnizare a gazelor naturale în vederea eliminării situațiilor în care, în formula de calcul utilizată pentru stabilirea venitului reglementat, s-a aprobat includerea unor elemente de 2 ori, respectiv pe lângă componenta RAB (preluată din perioadele anterioare, în care era inclus și capitalul de lucru), a fost introdusă și o componentă privind remunerarea capitalului de lucru;

7.3 Reanalizarea cadrului de reglementare privind stabilirea tarifelor pentru serviciile de distribuție, transport, furnizare, în vederea **eliminării situațiilor în care operatorilor le este aplicată o rată a rentabilității asupra** diferenței (recunoscute în tarif) dintre costurile preluate direct (*contribuții*

la fondul de sănătate, taxe, impozite, contribuțiile la fonduri speciale, redevențele, chirii etc.) incluse în venitul total și cele efectiv realizate;

7.4 Monitorizarea respectării de către operatorii economici (participanți la piața de gaze naturale) a termenului limită de înregistrare în Registrul național al participanților la piața angro de gaze naturale, instituit de ANRE în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 1227/2011;

8. Referitor la **punctul 15** ”Exercitarea de către ANRE a activității de control cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale a legislației specifice”, s-au recomandat următoarele:

8.1 Intensificarea activității de control la operatorii economici participanți la piața de gaze naturale, în scopul reducerii cazurilor de nerespectare a reglementărilor aplicabile. În acest sens, se recomandă corelarea numărului de personal din cadrul autorității care desfășoară activitatea de control, cu numărul operatorilor economici care desfășoară activități în cadrul pieței de gaze naturale.

8.2 Aplicarea sancțiunilor în toate cazurile în care, prin controalele efectuate de ANRE, se identifică situații de nerespectare în mod repetat a prevederilor legale aplicabile în domeniul gazelor naturale.