

**DECIZIA nr. 2819/17.12.2014**

**privind aprobarea Planului de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor  
naturale pentru perioada 2014-2023**

Având în vedere dispozițiile art. 125 alin. (6) - (8) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare,

în temeiul art. 5 alin. (1), lit. d) și art. 10 alin. (1), lit. a) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012,

**președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următoarea**

**DECIZIE**

Art. 1. Se aprobă Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2014-2023, denumit în continuare PDSNT, elaborat de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș, transmis Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și înregistrat sub nr. 79200/15.12.2014, prevăzut în Anexa\* care face parte integrantă din prezenta decizie.

Art. 2. În termen de 5 de zile lucrătoare de la data comunicării prezentei decizii, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei o declarație scrisă, asumată de reprezentantul legal, prin care se angajează să respecte PDSNT pentru perioada 2014-2023 prevăzut la art. 1.

Art. 3 S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș publică pe pagina proprie de internet, în termen de 5 zile lucrătoare de la data comunicării prezentei decizii, PDSNT pentru perioada 2014-2023.

Art. 4 În vederea realizării PDSNT pentru perioada 2014-2023 aprobat, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș are obligația să identifice și să ia toate măsurile de accesare a surselor de finanțare suplimentare, față de cele obținute prin perceperea tarifului pentru serviciul de transport și de sistem.

Art. 5 La realizarea următoarelor ediții ale PDSNT vor fi avute în vedere următoarele măsuri:

- a) PDSNT va fi actualizat în conformitate cu Strategia Energetică a României și cea europeană;
- b) vor fi prioritizate obiectivele de investiții pentru dezvoltarea SNT, ținând seama de creșterea eficienței acestuia, creșterea gradului de interconectare cu sistemele învecinate de transport al gazelor naturale, reducerea consumului tehnologic în SNT, precum și de alte criterii relevante pentru asigurarea prestării serviciului public de transport a gazelor naturale și a creșterii siguranței în funcționare a acestuia.
- c) se vor prezenta soluții alternative de dezvoltare a sistemului de transport, din care să rezulte varianta optimă din punct de vedere tehnic, dar și economic.

Art. 6 Anual, până la data de 15 martie, S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei un raport privind realizarea PDSNT pentru perioada 2014-2023.

Art. 7 S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș va aduce la îndeplinire prevederile prezentei decizii, iar compartimentele de resort din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei vor urmări respectarea prevederilor prezentei decizii.

Art. 8 Prezenta decizie se comunică S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș și se publică, împreună cu Planul de dezvoltare prevăzut la art. 1, pe pagina de internet a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

**Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei**

**Nicolae HAVRILEȚ**

**SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ**



**Planul de Dezvoltare al  
Sistemului Național de Transport  
Gaze Naturale**

**2014 - 2023**



## CUPRINS

<b>1. INTRODUCERE .....</b>	<b>2</b>
<b>2. PROFILUL COMPANIEI.....</b>	<b>4</b>
<b>Transportul gazelor naturale .....</b>	<b>4</b>
<b>Transportul internațional de gaze naturale .....</b>	<b>6</b>
<b>3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE .....</b>	<b>10</b>
<b>Puncte de interconectare transfrontalieră.....</b>	<b>13</b>
<b>4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE .....</b>	<b>15</b>
<b>4.1 Piața gazelor naturale din România .....</b>	<b>15</b>
4.1.1 Consumul și producția internă în perioada 2005 – 2013 .....	17
4.1.2 Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2005 - 2013 .....	19
<b>4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale .....</b>	<b>20</b>
<b>4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale .....</b>	<b>24</b>
<b>5. PROGNOZE 2014 - 2023.....</b>	<b>26</b>
<b>5.1 Prognoza producției interne de gaze naturale.....</b>	<b>26</b>
<b>5.2 Prognoza consumului intern de gaze naturale .....</b>	<b>26</b>
<b>6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE.....</b>	<b>28</b>
<b>7.DIRECȚII DE DEZVOLTARE ALE SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE .....</b>	<b>31</b>
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria.....	36
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre .....	39
7.3 Proiect privind interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional al gazelor naturale.....	41
7.4 Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova.....	44
7.5 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre .....	46
7.6 Comparatie TYNDP ENTSOG 2013 – 2022 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023 .....	51
7.7 Modalități de finanțare .....	52
<b>8. SISTEMUL DE COMANDĂ ȘI ACHIZIȚIE DATE - SCADA.....</b>	<b>53</b>
<b>9. CONCLUZII .....</b>	<b>54</b>

## 1. INTRODUCERE

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art.22., privind obligativitatea elaborării **Programelor de Dezvoltare pe 10 Ani** pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023.**

Documentul își propune o prezentare a direcțiilor de dezvoltare a rețelei românești de transport gaze naturale și a proiectelor majore pe care compania intenționează să le implementeze în următorii 10 ani. Scopul nostru este atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale pentru a oferi actorilor de pe piață posibilitatea informării din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

**Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2014 – 2023** elaborat în conformitate cu prevederile **art. 125 alineatul (6) din Legea nr.123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, cu obiectivele stabilite în Strategia Energetică a României pe perioada 2011-2035 și Pactul pentru Energie din mai 2013 răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.

**Conform prevederilor legale, documentul se supune aprobării Autorității Naționale pentru Energie (ANRE) și se reactualizează anual.**

Fiind un operator de transport și de sistem certificat în condițiile prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ în domeniul energetic, TRANSGAZ este membru al ENTSOG (Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale), organism în cadrul căruia compania cooperează cu toți operatorii de transport și de sistem ai Uniunii Europene în scopul creării unui cadru de reglementare comun și a unei strategii și viziuni comune de dezvoltare la nivelul Uniunii Europene în vederea creării pieței energetice integrate.

În acest context, la elaborarea Planului de Dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale în perioada 2014 – 2023 s-a avut în vedere o coordonare cu planurile de dezvoltare avute în vedere de ceilalți operatori din regiune.

Menționăm că proiectele de dezvoltare descrise în actualul plan de dezvoltare au fost identificate în urma unor analize și evaluări detaliate desfășurate de companie în ultima jumătate de an și au în vedere ultimele evoluții ale tendințelor și scenariilor de aprovizionare de pe piața europeană a gazelor naturale.

În consecință, unele dintre proiectele identificate nu se regăsesc în acest moment în planul de dezvoltare pe 10 ani al rețelei europene de transport gaze (TYNDP), dar, prin grija Transgaz, vor fi introduse în planul european în cadrul următoarei ediții a acestuia, a cărei elaborare începe în primăvara acestui an.

Securitatea furnizării stă la baza oricărei politici energetice – orice dezordine serioasă, care duce la întreruperea livrărilor de gaze naturale, implică consecințe importante asupra economiilor statelor membre ale UE. Pentru a întări această securitate, țările UE trebuie să-și diversifice vectorii lor energetici și sursele energetice, dar să și acționeze pentru revizuirea infrastructurii de transport.

O dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, presupune un amplu program investițional care să permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare ale rețelei europene de transport gaze naturale.

În contextul geopoliticii și geostrategiei traseelor energetice europene, România beneficiază de avantajele localizării geografice pe coridoare importante de transport și acces la resursele majore de gaze naturale recent descoperite în Marea Neagră, aspect ce conduce la necesitatea valorificării eficiente a acestor oportunități.

Prin **Planul de dezvoltare al sistemului național de transport gaze naturale pe următorii 10 ani**, Transgaz, propune proiecte majore de investiții pentru dezvoltarea strategică și durabilă a infrastructurii de transport gaze natural din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

## 2. PROFILUL COMPANIEI

### Activitatea societății

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "TRANSGAZ" SA, înființată în baza Hotărârii Guvernului nr. 334/28 aprilie 2000 în urma restructurării fostei Societăți Naționale de Gaze Naturale "ROMGAZ" SA, este persoană juridică română având forma juridică de societate comercială pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și cu statutul său.

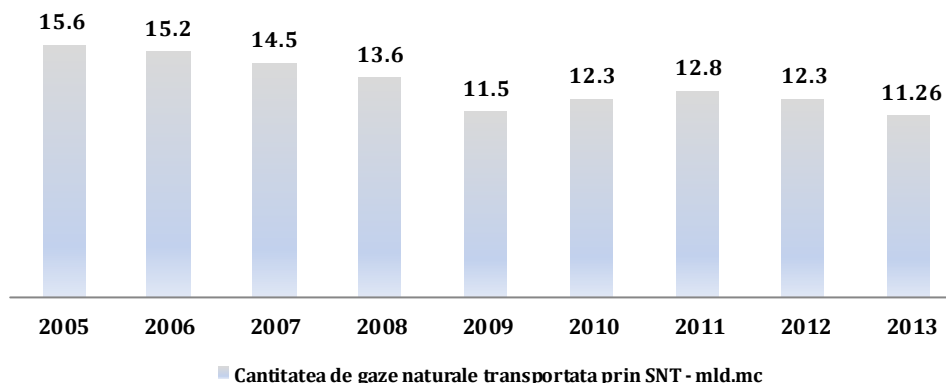
SNTGN Transgaz SA Mediaș este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale și asigură îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale privind transportul intern și internațional al gazelor naturale și dispecerizarea gazelor naturale, precum și cercetarea și proiectarea în domeniul specific activității sale, cu respectarea cerințelor legislației europene și naționale, a standardelor de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

Transgaz operează SNT în baza Acordului de Concesiune încheiat cu Agenția Națională pentru Resurse Minerale (ANRM) și valabil până în anul 2032, sistemul național de transport gaze naturale fiind în domeniul public al statului.

### *Transportul gazelor naturale*

Activitatea de transport gaze naturale este desfășurată de Transgaz în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032.

Transportul gazelor naturale este asigurat prin cei peste 13.000 km de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar.

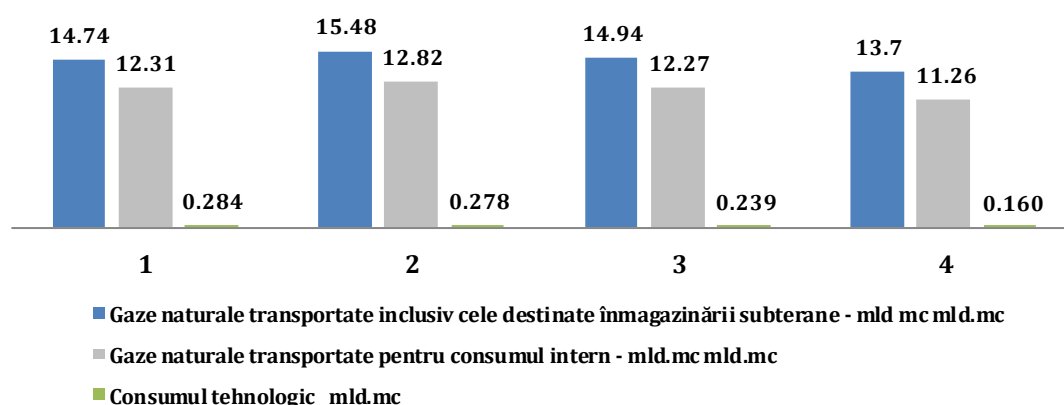


**Grafic 1 Cantitatea de gaze naturale transportată prin SNT în perioada 2005 - 2013**  
 Sursa : Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013 - 2017

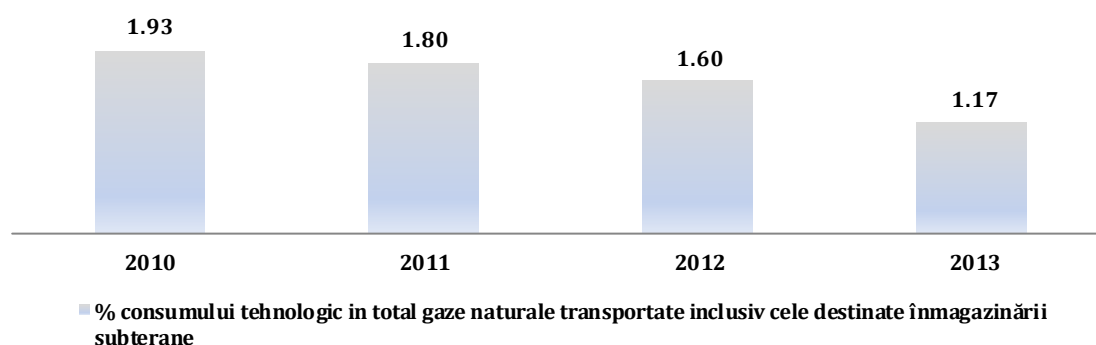
Notă: Cantitățile transportate nu conțin cantitățile ieșite din SNT spre depozitele de înmagazinare.

Anul	um	2010	2011	2012	2013
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane	mld.mc	14.74	15.48	14.94	13.70
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld.mc	12.31	12.82	12.27	11.26
Consumul tehnologic	mld.mc	0.284	0.278	0.239	0.160
% consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane	%	1.93	1.80	1.60	1.17

Tabel 1 - Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane



Grafic 2 Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și consum tehnologic în perioada 2010-2013



Grafic 3 Ponderea consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2010-2013



## Transportul internațional de gaze naturale

Activitatea de transport internațional gaze naturale este desfășurată de Transgaz în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032.

Activitatea actuală de transport internațional al gazelor naturale se desfășoară în zona de Sud-Est a țării (Dobrogea) unde sectorul românesc de conducte existent între localitățile Isaccea și Negru Vodă se include în culoarul balcanic de transport internațional al gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia. Pe traseul menționat, la nord de localitatea Isaccea există 3 interconectări cu conductele de transport internațional al gazelor naturale similare existente în Ucraina, iar la sud de localitatea Negru Vodă – 3 interconectări cu conductele de transport internațional al gazelor naturale din Bulgaria.

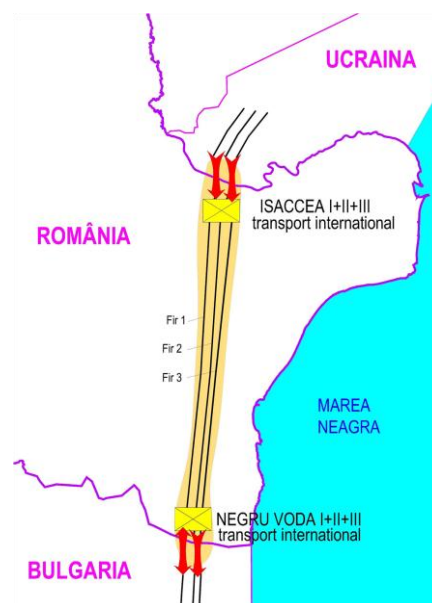


Fig.1- Conductele de transport internațional gaze naturale

Activitatea de transport internațional gaze naturale este efectuată exclusiv prin conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport.

<b>FIR I:</b>	Dn = 1000 mm L = 182 km Capacitate tehnică = 5.27 Mld. Mc/an Transport internațional al gazelor naturale pentru Bulgaria
<b>FIR II:</b>	Dn = 1200 mm L = 181 km Capacitate tehnică = 10 Mld. Mc/an Transport internațional de gaze naturale pentru Turcia, Grecia, Macedonia
<b>FIR III:</b>	Dn = 1200 mm L = 181 km Capacitate tehnică = 10 Mld. Mc/an Transport internațional de gaze naturale pentru Turcia, Grecia, Macedonia

Tabel 2 - Conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport gaze naturale

Transportul prin cele trei conducte nu se supune în prezent reglementărilor europene privind accesul terților și se desfășoară în baza acordurilor guvernamentale și a contractelor încheiate cu partenerii străini OOO "Gazprom Export" și Bulgargaz EAD.

Transgaz are în vedere rezolvarea tuturor aspectelor contractuale, pentru a oferi pieței întreaga capacitate de transport în condițiile reglementărilor europene.

**Operarea** de către SNTGN Transgaz SA Mediaș a Sistemului Național de Transport gaze naturale cuprinde în principal activitățile: echilibrare comercială; contractare a serviciilor de transport gaze naturale; dispecerizare și regimuri tehnologice; măsurare și monitorizare calitate gaze naturale; odorizarea gazelor naturale; reglementări, autorizări și licențe - reglementări tehnice și comerciale, activitatea de transport internațional al gazelor naturale.

Societatea poate desfășura complementar și alte activități conexe pentru susținerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislația în vigoare și cu statutul propriu, dar nu are dreptul de comercializare a gazelor naturale.

Transgaz stabilește împreună cu ANRM un program minim de investiții pentru o perioadă de cinci ani. Programul minim de investiții conține trei categorii de investiții:

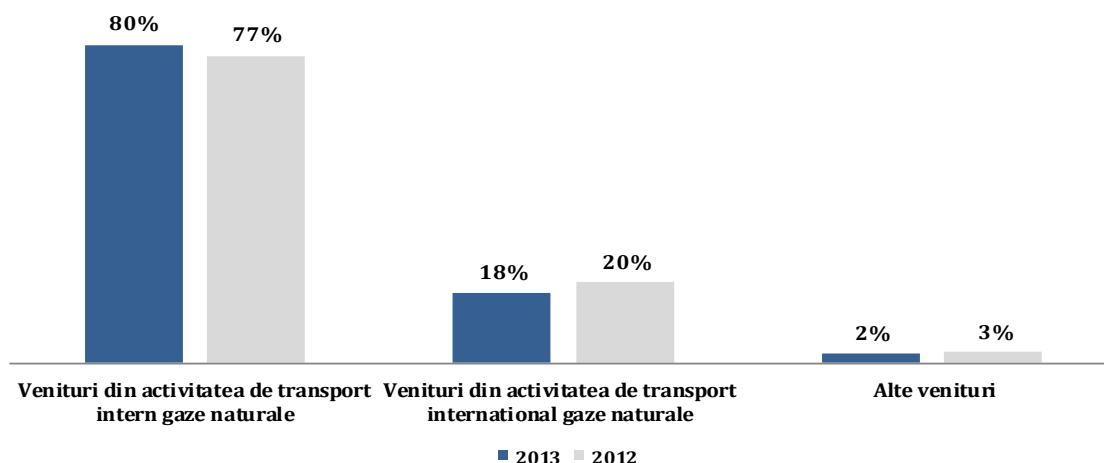
- investiții pentru dezvoltarea SNT;
- investiții pentru modernizarea instalațiilor și echipamentelor aferente SNT;
- lucrări de reabilitare și creștere a siguranței în exploatare a conductelor de transport gaze naturale.

Pe lângă acest program minimal de investiții, Transgaz elaborează un program de investiții ce conține, pe lângă obiectivele investiționale prevăzute în programul minimal și alte obiective investiționale privind modernizarea și dezvoltarea SNT astfel cum acestea sunt stabilite în strategia de dezvoltare a companiei pe termen mediu și lung, respectiv în planurile anuale de investiții.

Programul minimal de investitii pentru perioada 2012 – 2016 a fost aprobat de Guvernul Romaniei in luna septembrie 2012 si a fost inclus in actul aditional nr. 5 la Acordul de Concesiune incheiat intre Transgaz si ANRM si publicat in Monitorul Oficial in data de 4 octombrie 2012.

Societatea realizează pe lângă veniturile din activitatea de transport intern și internațional de gaze naturale și alte venituri, din taxe de conectare, din servicii de proiectare, din încasarea penalităților percepute clienților și din alte servicii adiacente prestate.

Calitatea serviciului de transport este o preocupare constantă atât a SNTGN Transgaz SA, cât și a ANRE. În scopul monitorizării calității serviciului de transport gaze naturale pe bază de indicatori specifici și niveluri de performanță minimale, începând cu data de 1 ianuarie 2007 a intrat în vigoare **Standardul de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobat ca Anexa 1 la Decizia ANRE nr. 1361/13.12.2006**. Acest standard stabilește obligațiile ce revin operatorului sistemului de transport gaze naturale în relațiile cu utilizatorii SNT, cu solicitanții de acces la SNT și cu ANRE.



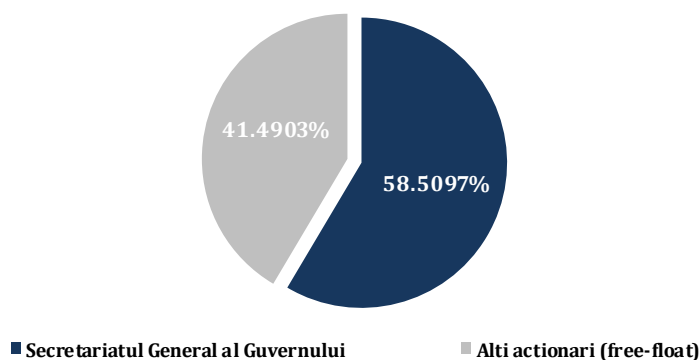
Grafic 4 Structura veniturilor de exploatare

### Acționariat

Listarea la BVB, în anul 2008, a 10% din capitalul social al Transgaz iar în anul 2013, a unui pachet de acțiuni reprezentând 15% din capitalul social al companiei a contribuit, dată fiind dinamica sectorului din care societatea face parte, la creșterea capitalizării și dezvoltării pieței de capital din România.

	Numar actiuni	Procent
Secretariatul General al Guvernului	6,888,840	58.5097%
Alti actionari (free-float)	4,885,004	41.4903%
<b>Total</b>	<b>11,773,844</b>	<b>100.0000%</b>

Tabel 3 – Acționariatul Transgaz



Grafic 5- Structura actuală a acționariatului Transgaz

La aproape 6 ani de la listare Transgaz ocupă după capitalizarea bursieră, poziția a șasea în top 100 companii listate la BVB și este inclusă în compoziția principalilor indici bursieri, ceea ce demonstrează forța și viabilitatea acțiunilor TGN, susținute desigur, de performanțele economico-financiare, tehnice și sociale pe care compania le-a obținut, dar și de strategia ambițioasă de dezvoltare a companiei în anii următori.

## Organizare

SNTGN Transgaz SA este administrată în sistem unitar prin Consiliul de Administrație.

Există o **separație** între funcția neexecutivă, de control (administrator neexecutiv) și cea executivă (directori) – separație obligatorie, în cazul societăților pe acțiuni ale căror situații financiare anuale fac obiectul unei obligații legale de audit.

Consiliul de administrație a delegat conducerea societății către directorul general al Transgaz. Directorul general al Transgaz reprezintă societatea în relațiile cu terții și este responsabil de luarea tuturor măsurilor aferente conducerii, în limitele obiectului de activitate al societății și cu respectarea competențelor exclusive rezervate de lege sau de Actul Constitutiv, consiliul de administrație și adunarea generală a acționarilor.

**Transgaz** are în structură entități funcționale (departamente, direcții, servicii, birouri, compartimente, etc.) și entități de producție (9 exploatari teritoriale, o sucursală, sectoare, laboratoare, ateliere, etc.), constituite în baza normelor de structură aprobate de consiliul de administrație.



Fig.2- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA Medias

### 3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Prima conductă din cadrul sistemului național de transport gaze naturale a fost pusă în funcțiune în anul 1914.

SNT a fost conceput ca un sistem radial-inelar interconectat, fiind dezvoltat în jurul și având drept puncte de plecare marile zăcăminte de gaze naturale din Bazinul Transilvaniei (centrul țării), Oltenia și ulterior Muntenia de Est (sudul țării). Drept destinație au fost marii consumatori din zona Ploiești – București, Moldova, Oltenia, precum și pe cei din zona centrală (Transilvania) și de nord a țării.

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia și apariției altor surse (import, OMV-Petrom, concesiunări realizate de terți etc), în condițiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeași.

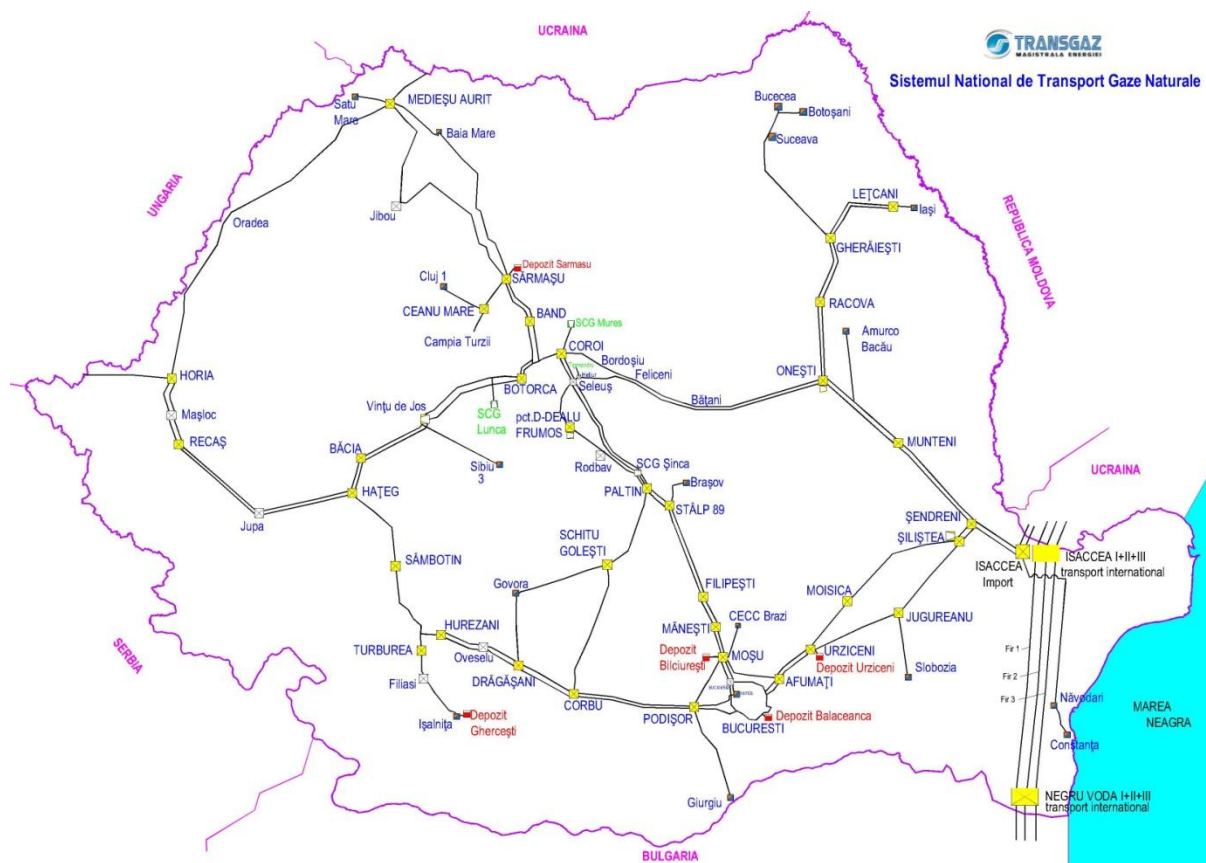


Fig. 3- Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

**Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale sunt:**

- 13.112 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km -conduțe pentru transportul internațional al gazelor naturale;
- 1.119 stații de reglare măsurare gaze naturale;
- 6 stații de măsurare a gazelor naturale pentru transportul internațional;
- 3 stații de măsurare a gazelor naturale din import (Isaccea, Medieșu Aurit, Csanadpalota);
- 5 stații de comprimare gaze naturale cu o putere cumulată de 32 MW (SCG);
- 1.007 stații de protecție catodică (SPC);
- 48 stații de comandă vane și/sau noduri tehnologice.

Sistemul Național de Transport este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 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, transport internațional, etc.

Pentru operarea SNT, care se află în proprietatea publică a statului, SNTGN Transgaz SA plătește trimestrial o redevență de 10% din veniturile realizate din activitățile de transport și transport internațional de gaze naturale.

**Capacitatea totală proiectată a SNT este de aproximativ 30 miliarde mc/an (excluzând magistralele de transport internațional al gazelor naturale a căror capacitate proiectată cumulată este de 27.7 miliarde mc/an și o capacitate tehnică totală la presiunea actuală de operare de 21.35 miliarde mc/an).**

**Capacitatea de transport și transport internațional de gaze naturale** este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar.

**Capacitatea de comprimare** este asigurată de 5 stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport și care dispun de o putere instalată de cca. 32MW, cu o capacitate anuală de comprimare de 5.5 mld mc.

O analiză asupra principalelor obiective aparținând SNT, din perspectiva duratei de funcționare se prezintă astfel:

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Stații de Reglare Măsurare (Directii)
> 40 ani	5182	219	127
30 - 40 ani	2.583	170	51
20 -30 ani	1064	191	69
10-20 ani	1.043	553	463
< 10 ani	1431	675	530
<b>TOTAL</b>	<b>11287</b>	<b>1.808</b>	<b>1.119 SRM-uri</b>
	<b>13.112</b>		

*Tabel 4: Analiza principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare*

Deși baza de active este învechită, peste 71% din cei 13.112 km de conducte transport gaze naturale necesitând reabilitare și modernizare, starea tehnică a SNT se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea sa (i) se desfășoară în contextul unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat și corectiv și (ii) este susținută de programe anuale de investiții de dezvoltare și modernizare care includ și programele de investiții minimale prevăzute în Acordul de Concesiune.

În prezent SNT are în dotare 1.007 stații de protecție catodică. Protecția catodică reduce considerabil viteza de coroziune a materialului țevii, măbind astfel siguranța în exploatare și, implicit durata de viață a conductelor metalice îngropate. Normele tehnice privind clasificarea și durata normală de funcționare a mijloacelor fixe stabilesc o durată normală de funcționare pentru conductele protejate catodic de două ori mai mare (40-60 ani) decât în cazul conductelor neprotejate catodic.

Aproximativ 5,6% din totalul conductelor/racordurilor SNT reprezentând 734 km conducte/racorduri nu sunt protejate catodic, dintre care, pentru 205 km există deja teme de proiectare/proiecte tehnice/contracte de execuție în vederea realizării sistemelor de protecție catodică.

Din cele 1.119 stații de reglare măsurare circa 5% au fost în ultimii ani obiectul programelor de investiții, de dezvoltare și modernizare, în timp ce, în scopul de a fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA, restul stațiilor de reglare - măsurare încă necesită lucrări de reabilitare sau modernizare.

Din direcțiile de măsurare aflate în exploatare, 948 sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA. În perioada 2010 - 2013 s-au parcurs etape ale unor lucrări de reabilitare/modernizare la stațiile de comprimare Șinca, Onești și Dealu Frumos.

S.T.C.	GRUP COMPRIMARE	Luna/an PIF	DURATĂ DE AMORTIZARE	STARE TEHNICĂ
VINȚU	G1	III 1966	12 ani	În stare de funcționare – depășite tehnic și moral
	G2	III 1966	12 ani	
ȘINCA	G1	II 1974	12 ani	În stare de funcționare – necesită modernizare instalații tehnologice
	G2	II 1974	12 ani	
	G3	II 1974	12 ani	
	G4	II 1974	12 ani	
DEALU FRUMOS	G1	VI 1987	12 ani	În stare de funcționare - necesită analiză privind identificarea unui regim de transport gaze naturale adaptat la caracteristicile tehnice ale stației.
	G2	XI 1987	12 ani	
	G3	XI 1987	12 ani	
	G4	I 1988	12 ani	
ONEȘTI	G1	VIII 1976	12 ani	În stare de funcționare - necesită modernizare instalații tehnologice
	G2	IV 2007	12 ani	
SILIȘTEA	G1	XII 1980	12 ani	În stare de funcționare – necesită modernizare instalații tehnologice
	G2	XII 1980	12 ani	
	G3	V 1999	12 ani	

Tabel 5- Situația actuală la stațiile de comprimare Șinca, Onești, Siliștea, Vințu și Dealu Frumos.

Toate aceste componente ale SNT asigură preluarea gazelor naturale de la producători/furnizori și transportarea lor către consumatori/distribuitori sau depozitele de înmagazinare.

### **Puncte de interconectare transfrontalieră**

În prezent importul de gaze naturale în România se realizează prin 3 puncte de interconectare transfrontalieră:

#### **UCRAINA**

##### **Orlovka (UA) – Isaccea (RO)**

Dn = 1000 mm,

Capacitate = 8.6 Mld.mc/an

P<sub>max</sub> = 55 bar

##### **Tekovo (UA) – Medieșu Aurit (RO)**

Dn = 700 mm,

Capacitate = 4.0 Mld.mc/an

P<sub>max</sub> = 70 bar

#### **UNGARIA**

##### **Szeged (HU) – Arad(RO)- Csanadpalota**

Dn = 700 mm,

Capacitate = 1.75 Mld.mc/an

P<sub>max</sub> = 63 bar



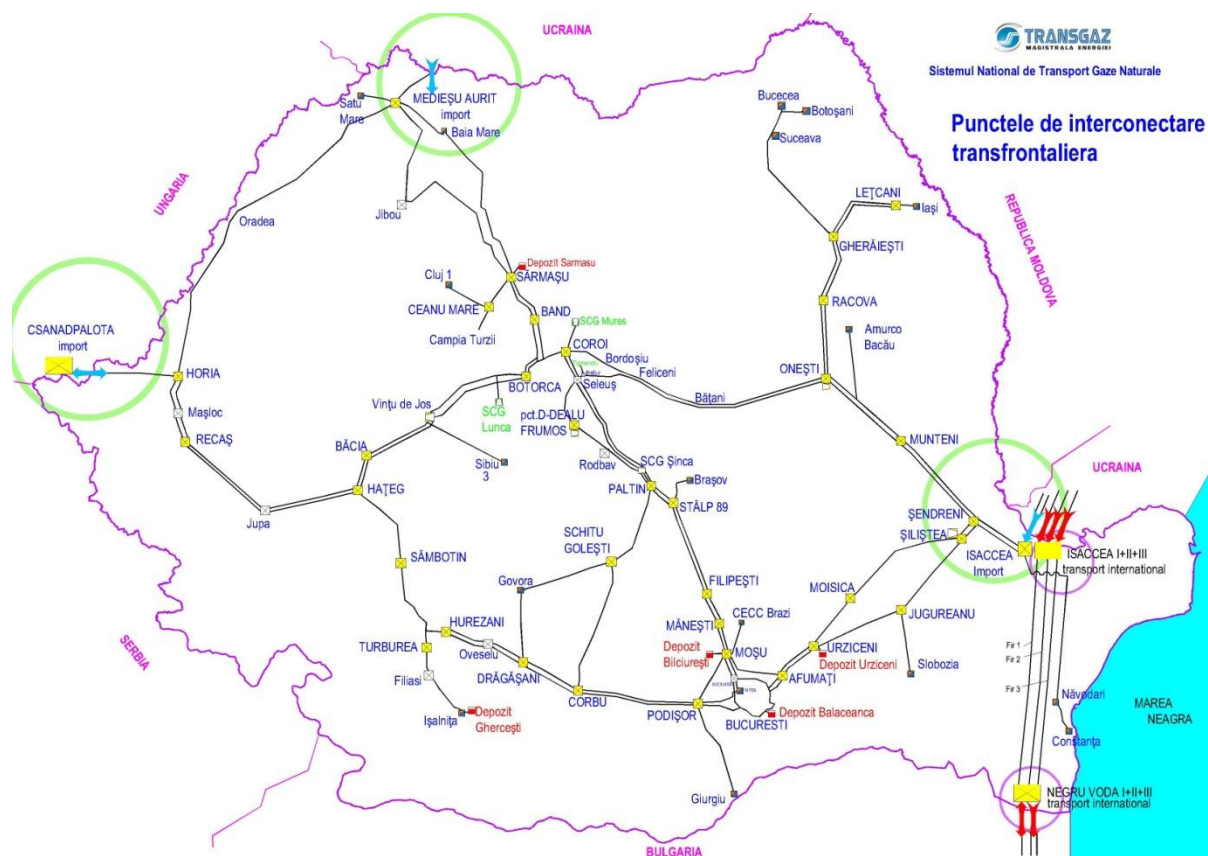


Fig. 4 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

Punct de interconectare	Operator de sistem 1	Operator de sistem 2	Capacitate tehnica fizica GWh/zi (Iulie 2013)	Factorul de conversie in milioane mc/zi
Negru Voda I	Transgaz SA	Bulgartransgaz	151	11,19-11,22
Negru Voda II-III	Transgaz SA	Bulgartransgaz	602	11,19-11,22
Csanadpalota	FGSZ	Transgaz SA	51	11,19
Mediesu Aurit (RO) – Tekovo (UA)	Ukrtransgas	Transgaz SA	113	11,17
Isaccea (RO) - Orlovka (UA)	Ukrtransgas	Transgaz SA	251	11,17
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) (I+II+III)	Ukrtransgas	Transgaz SA	753	11,19

Tabel 6 – Caracteristici tehnice ale punctelor de interconectare transfrontalieră

## 4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

### 4.1 Piața gazelor naturale din România

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România<sup>1</sup> cuprinde:

- 1 operator al Sistemului Național de Transport - SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ;
- 6 producători de gaze naturale: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Rafless Energy, Lotus Petrol, Foraj Sonde;
- 2 operatori de înmagazinare subterană: Romgaz și Depomureș;
- 41 de operatori economici de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 41 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 45 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

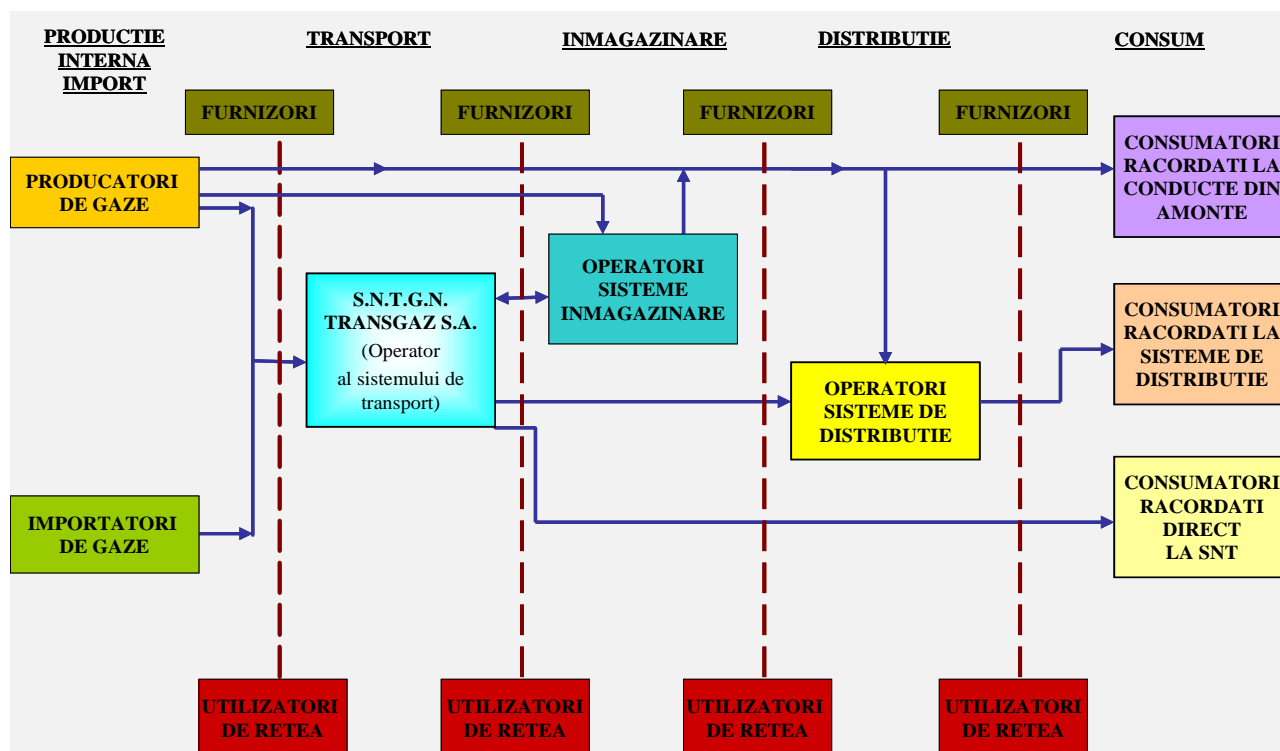


Fig.5- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România

Piața internă de gaze naturale are două componente:

- **segmentul concurențial** care cuprinde:
  - *pița angro* care funcționează pe bază de: (i) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale, (ii) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibru după caz, și (iii) alte tipuri de tranzacții sau contracte.

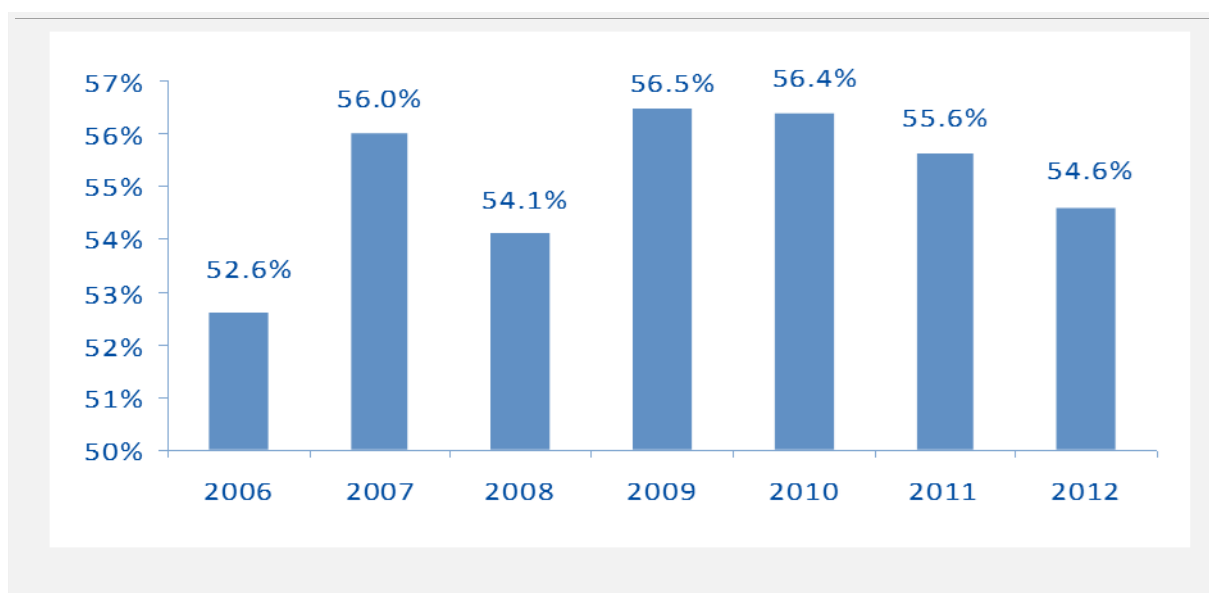
<sup>1</sup> Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013-2017

- *piața cu amănuntul* în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate.
- **segmentul reglementat** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creșterea ponderii pieței concurențiale se realizează gradual prin asigurarea accesului pe această piață pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali. Clienții finali își pot alege furnizorul și pot negocia direct contracte de vânzare – cumpărare cu acesta.

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă gradual începând cu anul 2001, de la 10% din consumul total, ajungându-se în ianuarie 2007 la 100% pentru consumatorii industriali.

Pentru consumatorii rezidențiali piața de gaze naturale a fost liberalizată în iulie 2007, în prezent, conform prevederilor Directivei 2009/73/CE, gradul de deschidere al pieței naționale de gaze naturale fiind de 100%.



**Grafic 6-Gradul de deschidere a pieței interne de gaze naturale (%)**

Sursa: Rapoarte Anuale ANRE 2006-2012, Raport Lunar ANRE de monitorizare a pieței interne de gaze naturale decembrie 2012

În decembrie 2012, gradul real de deschidere al pieței era de 54.61%, însemnând că 54,61% din consumatori (în termeni de volum) își aleseseră în mod activ furnizorul fiind consumatori eligibili, restul fiind considerați consumatori captivi<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Strategia Energetică a României 2011- 2035

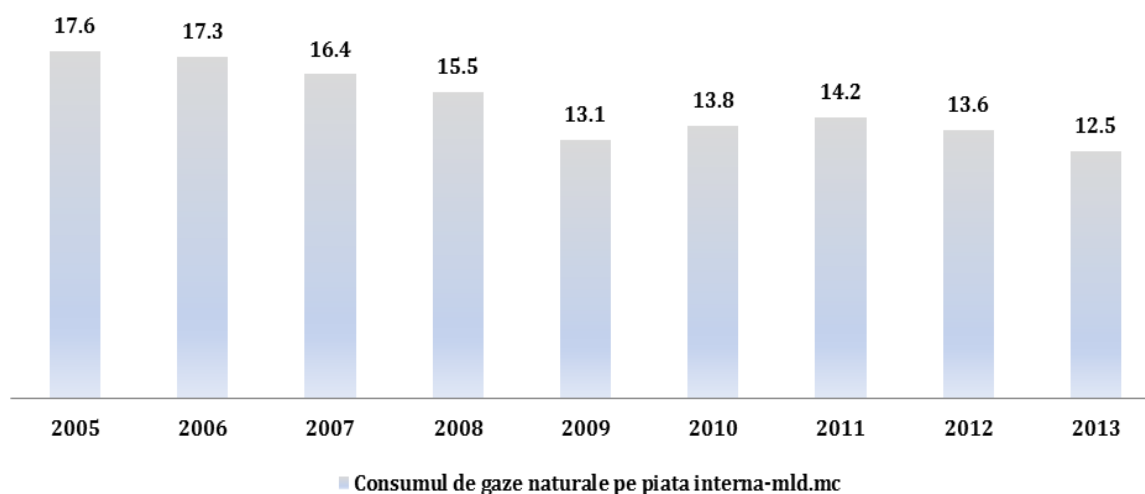
### Dezvoltarea pieței de gaze naturale interne are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- stimularea înființării și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii cantităților de gaze naturale din producția internă și limitarea dependenței de import;
- diversificarea surselor de import/export.

**Transgaz** în calitate de operator tehnic al SNT – reprezintă placa turnantă în asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale a țării și în funcționarea corespunzătoare a pieței naționale a gazelor naturale.

#### 4.1.1 Consumul și producția internă în perioada 2005 - 2013

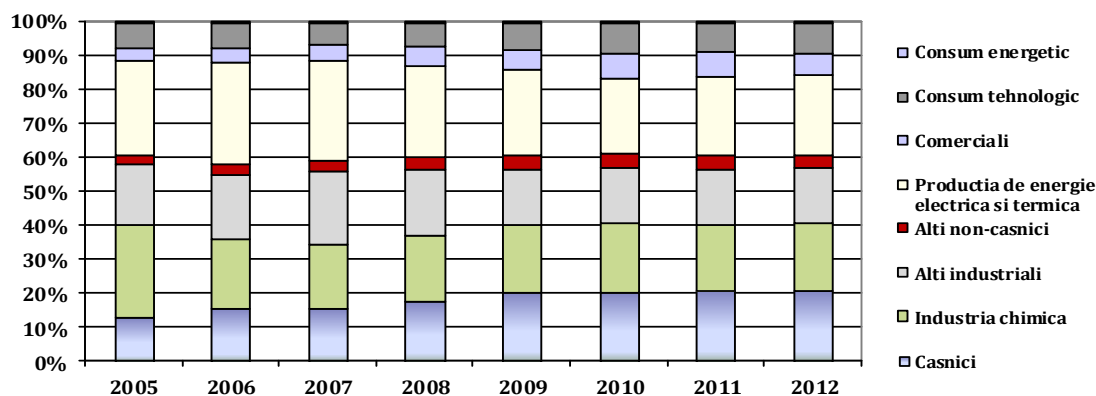
**Consumul** de gaze naturale pe piața din România în perioada 2005 - 2013, exprimat în miliarde mc se prezintă astfel:



**Grafic 7-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2005 - 2013**

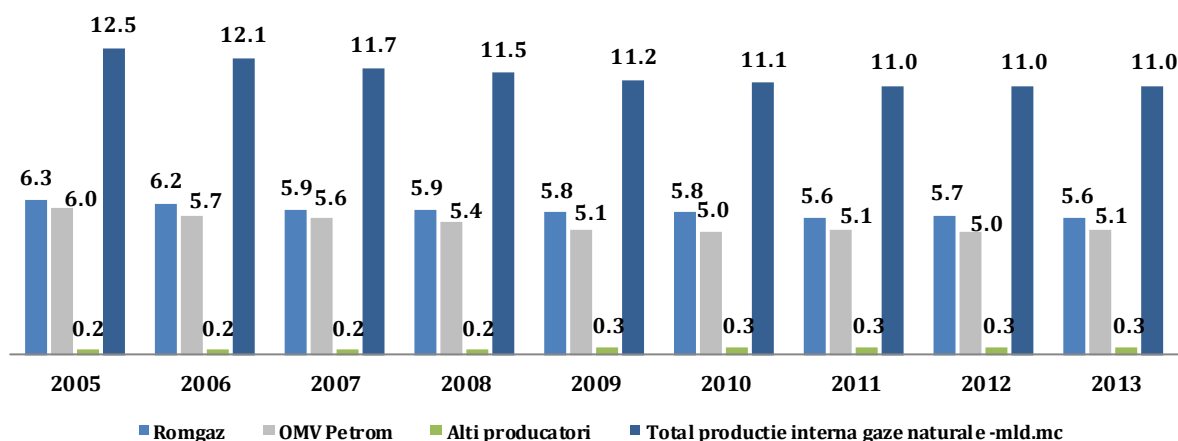
Sursa: Dispecerat Național și Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013 -2017 precum și surse publice

Structura **consumului de gaze naturale** în funcție de consumatori finali în perioada 2005 - 2012:



Grafic 8- Structura consumului de gaze naturale pe categorii de consumatori  
Sursa: Raportări Anuale ANRE

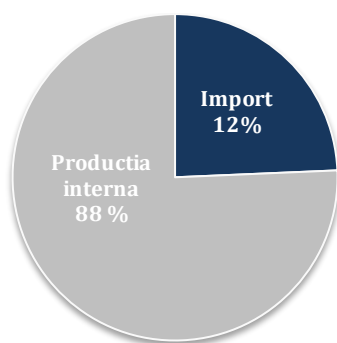
**Producția internă de gaze naturale** (mld.mc) în perioada 2005 – 2013 funcție de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 9- Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2005 - 2013  
Sursa: Intern - Dispecerat și Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013 -2017

**În anul 2013, producția internă de gaze naturale** ce a intrat în consum a reprezentat ~ **88%** din totalul surselor. Gazele naturale sunt produse în proporție de 97.72% de cele două mari companii producătoare Romgaz și OMV Petrom în timp ce diferența de 2.28% este reprezentată de alți producători.

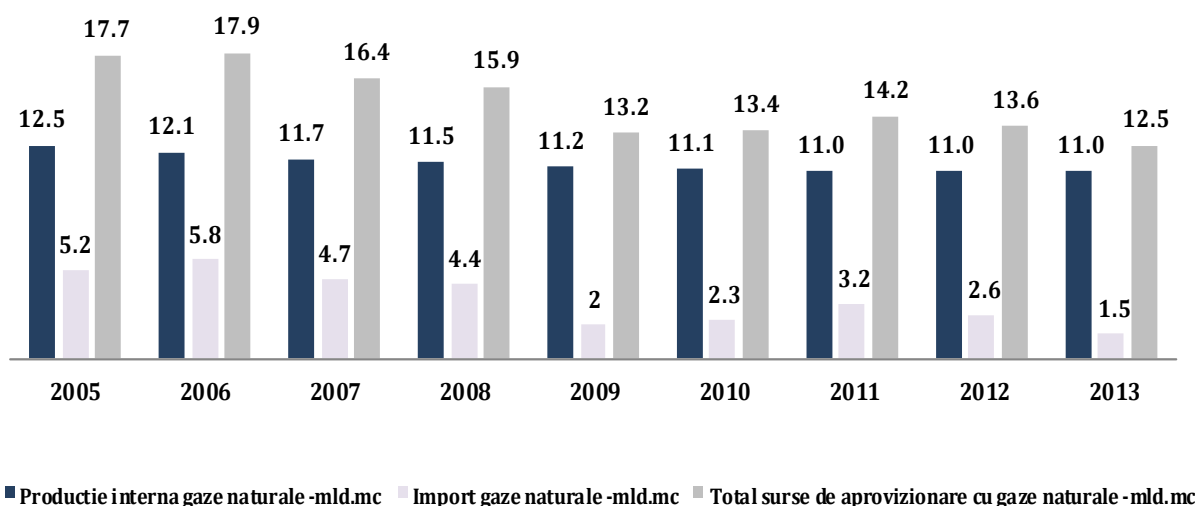
**Importul de gaze naturale** ce a intrat în consum în anul **2013** a reprezentat **12%**.



**Fig.6 - Ponderea producției interne și a importului în anul 2013**  
Sursa: Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013 -2017



#### 4.1.2 Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2005 - 2013

**Sursele de aprovizionare** pentru acoperirea consumului de gaze naturale (mld.mc) în perioada 2005 – 2013, se prezintă astfel:



**Grafic 10- Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2005 - 2013**  
Sursa: Intern - Dispecerat și Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pe perioada 2013 -2017

## 4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale

Infrastructura în țările vecine	
	
Operatori de transport	1 Bulgartransgaz
Lungimea sistemului de transport	2.645 km
Puterea stațiilor de comprimare	Transport : 263 MW Inmagazinare: 10 MW
Interconectări	Negru Vodă I și II – Transgaz RO Kula/Sidirokastron – DESFA GR Malkoclar – BOTAS TK Zidilovo/Makpetrol – MK
Inmagazinări	UGS Chiren – Bulgartransgaz
	
Operatori de transport	2 SRBIJAGAS și YUGOROSGAZ
Lungimea sistemului de transport	2.265 km
Puterea stațiilor de comprimare	4 MW
Interconectări	<u>SRBIJAGAS</u> Kiskundorozsma – FGSZ HU Zvornik – BH-gas-BA Pojate – YUGOROSGAZ <u>YUGOROSGAZ</u> Pojate – SRBUAGAS RS
Inmagazinări	SRBIJAGAS - Banatski Dvor – GASPROM Germania

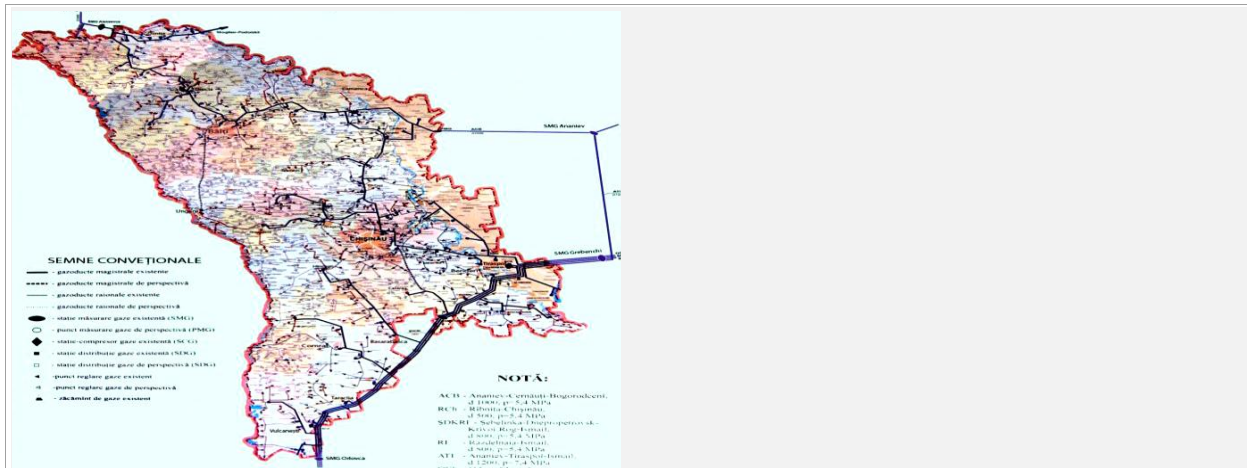


Operatori de transport	1 FGSZ
Lungimea sistemului de transport	5.564 km
Puterea stațiilor de comprimare	188 MW
Interconectări	Beregdaroc – Ukrtransgas (UA) Mosonmagyaróvár – OMV Gas (AT) Kiskundorozsma – Srbijagas (RS) Csanadpalota – Transgaz (RO) Dravaszerdahely – Plincro (HR)
Inmagazinări	Zsana – E.ON Foldgaz Storage Hajuszoboszlo - E.ON Foldgaz Storage Pusztáéderics - E.ON Foldgaz Storage Kardosku - E.ON Foldgaz Storage



Operatori de transport	Ukrtransgas filială a Naftogaz
Lungimea sistemului de transport	Naftogaz – 39.800 km conducte (367.000 km rețele de distribuție a gazelor naturale)
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 263 MW Inmagazinare: 10 MW
Interconectări cu România	Orlovka – Isaccea (RO) Tekovo – Medieșu Aurit (RO)
Inmagazinări	Naftogaz – 13 instalații subterane de stocare cu o capacitate de 32 mld. mc <sup>3</sup>





Operatori de transport	1 Moldovagaz (transport și distribuție)
Lungimea sistemului de transport	1.600 km (20.000 km distribuție)
Puterea stațiilor de comprimare	4 stații de comprimare
Interconectări	Cu România - în curs de realizare

Tabel 7- Piața gazelor naturale din regiune



Fig. 7- Harta țărilor vecine României și lungimea sistemului de transport gaze naturale

**Consumul, importul si producția internă de gaze naturale în țările vecine: mld.mc**

ȚARA	Consumul de gaze naturale în anul 2011 din care:	Import gaze naturale	Producția internă	Proiecte viitoare
<b>Bulgaria</b>	<b>3,002</b>	2,564	0,438	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Interconectarea rețelei de transport gaze naturale din Bulgaria cu Turcia, Serbia și România;</li> <li>▪ Reversibilitatea curgerii fluxului de gaze naturale cu România și Grecia;</li> <li>▪ Construcția conductei de transport internațional South Stream și conectarea la rețeaua de transport gaze naturale internă;</li> <li>▪ Interconectarea Grecia – Bulgaria.</li> </ul>
<b>Serbia</b>	<b>2,667</b>	2,15	0,517	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Interconectarea cu <b>România pe direcția Mokrin – Arad</b>;</li> <li>▪ Interconectari cu Bosnia și Herțegovina pe direcția Novo Selo-Bijeljina;</li> <li>▪ Interconectare cu Bulgaria pe direcția Nis-Dimitrovgrad;</li> <li>▪ Realizarea înmagazinării Banatski Dvor (capacitate între 800 milioane și 1 miliard metri cubi de gaz);</li> <li>▪ Realizarea înmagazinării Itebej (capacitate între 800 milioane și 1 miliard metri cubi de gaz).</li> </ul>
<b>Ungaria</b>	<b>10,483</b>	8,019	2,464	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Realizarea proiectului de reversibilitate a interconectării Szeged – Arad răspunde cerințelor de integrare a piețelor regionale cu piața europeană deschizând posibilitatea alimentării Europei Centrale și de Vest cu gaze naturale din Estul și Sudul Europei.</li> <li>▪ Pentru diversificarea surselor de aprovizionare Ungaria a aderat la proiectul AGRI. Sunt importante proiectele de interconectare cu Slovenia și Croatia și creșterea capacității de transport între estul și vestul Ungariei.</li> </ul>

<b>Ucraina</b>	<b>55,76</b>	36,4	19,36	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Datorită realizării proiectului South Stream care modifică ruta de transport a gazelor naturale rusești către Europa, Ucraina este nevoită să identifice alte surse de aprovizionare având în vedere proiectele AGRI, LNG Odessa și alte surse din Orientul Mijlociu utilizând infrastructura de transport din zona balcanică, inclusiv România.</li> <li>▪ Astfel, Ucraina a început tratativele cu România, Germania și Turcia pentru a cumpăra anual, din fiecare din aceste țări, câte 2 - 3,5 miliarde metri cubi de gaze naturale, în încercarea sa de a reduce importul din Rusia</li> </ul>
<b>Republica Moldova</b>	<b>1,18</b>	1,18	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Republica Moldova fiind dependentă de gazele naturale <b>importate</b> dintr-o singură sursă participă activ la realizarea interconectării propriului sistem de transport gaze naturale cu sistemul similar din România, proiect care va asigura condițiile de acces și la alte surse de gaze</li> </ul>

*Tabel 8- Consumul, importul si producția internă de gaze naturale în țările vecine*

### **4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale**

Toate informațiile despre piețele de gaze naturale ale țărilor învecinate indică o dependență semnificativă a acestora de surse de gaze naturale din import.

Dacă până nu demult pentru toate aceste țări gazele naturale de proveniență rusească reprezentau unica sursă de aprovizionare, actualmente, prin planificarea și parțial, implementarea unor proiecte noi de infrastructură, țările vecine caută diversificarea acestora în scopul evident al creșterii siguranței în exploatare și nu în ultimul rând al asigurării condițiilor de competitivitate a prețurilor.

Orientarea operatorilor sistemelor de transport gaze naturale din țările învecinate spre crearea de noi capacități de transport transfrontalier sau amplificarea celor existente denotă în mod clar preocuparea pentru o creștere semnificativă a gradului de interconectare într-o zonă a Europei în care încă mai sunt multe de realizat pentru o piață perfect integrată:

- **Ucraina** a realizat recent curgerea în sens invers cu Ungaria și este în curs de implementare proiectul de asigurare a fluxurilor reversibile cu Slovenia;
- **Ungaria** și-a planificat investiții pentru dezvoltarea capacităților de transport gaze naturale între zona de est și cea de vest a țării, dar acordă în același timp o atenție deosebită implementării unui culoar nord – sud care să asigure legătura între Slovacia și Croația.
- **Serbia** va beneficia de proiectul South Stream, dar prin planificarea interconectărilor cu Bosnia Herțegovina, Bulgaria și România privește și spre surse de gaze naturale, altele decât cele de proveniență rusească.
- **Bulgaria** la rândul său, pe lângă South Stream depune eforturi pentru realizarea interconectorului Grecia – Bulgaria și a unei noi interconectări cu Turcia pentru a putea beneficia de gazele naturale din regiunea Mării Caspice și de a transporta gaze naturale spre piețele central europene.

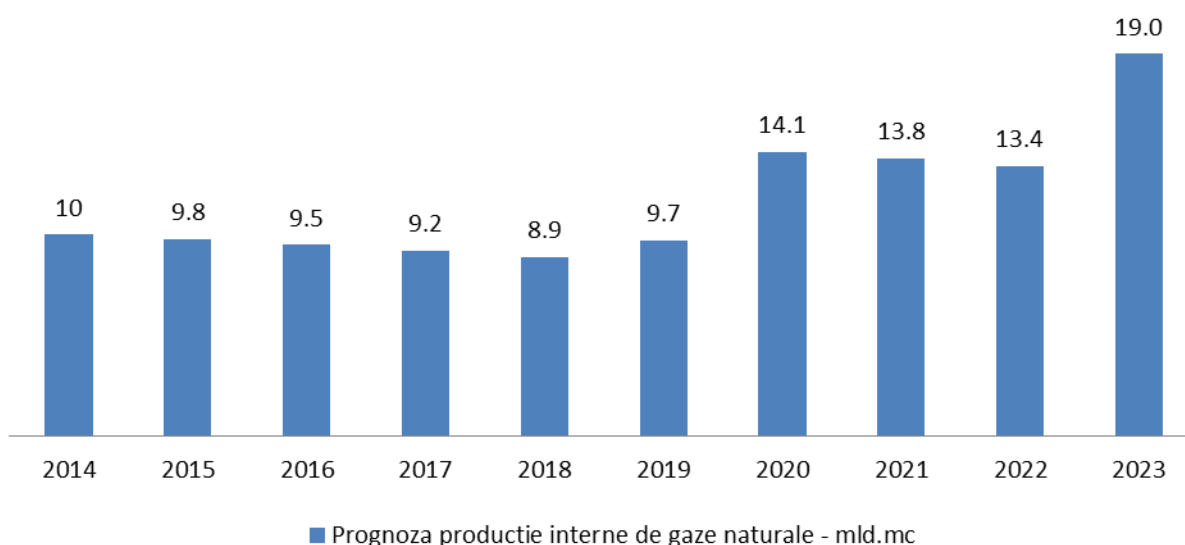
În tot acest tablou **România** este țara cu piața cea mai dezvoltată și, mai ales, cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import. Adăugând în acest peisaj, pe lângă poziția geostrategică favorabilă, recent descoperitele resurse din Marea Neagră precum și potențialul viitor creat de gazele de șist, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află actualmente în fața unei provocări majore: dezvoltarea - în cel mai scurt timp posibil - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate la nivel european cât și potențialul suficient de transport gaze naturale pentru valorificarea resurselor pe piața autohtonă și pe cea regională.

## 5. PROGNOZE 2014 - 2023

### 5.1 Prognoza producției interne de gaze naturale

Pentru perioada 2014 – 2019 prognoza producției interne de gaze naturale are la baza studiul Europe Oil&Gas Market Forecasts to 2019 (BUSSINES MONITOR INTERNATIONAL), iar pentru prognoza producție interne de gaze naturale pe perioada 2019 – 2023 s-a pastrat același trend descendent la care s-au adaugat cantitățile de gaze naturale prognozate a fi extrase din bazinul Mării Neagre.



Grafic 11 - Prognoza producției interne de gaze naturale în perioada 2014 - 2023

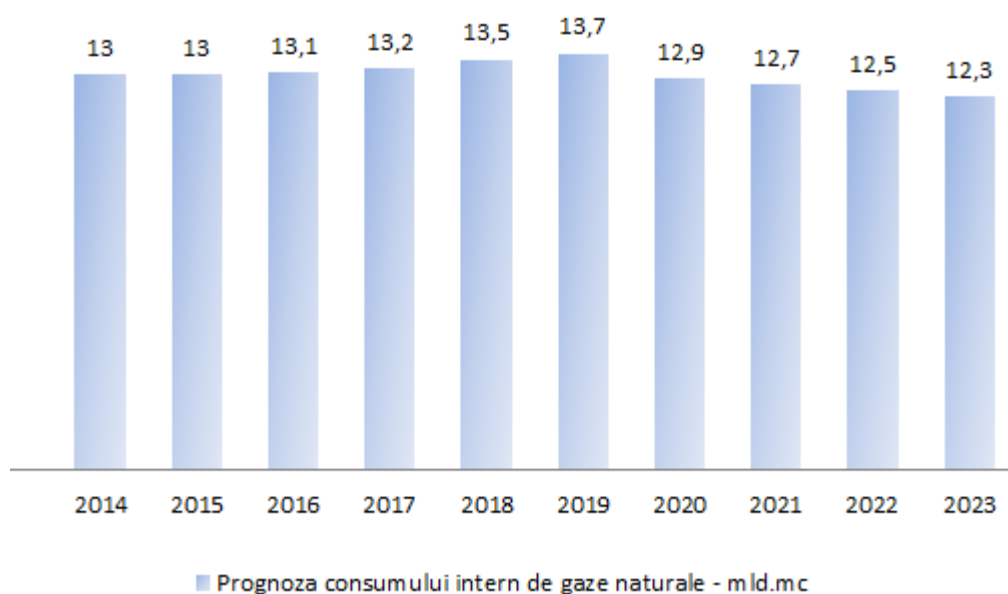
### 5.2 Prognoza consumului intern de gaze naturale

Resursele de gaze naturale destinate consumului intern provin din producția internă și din importuri.

Prognoza provenienței gazului natural pentru consumul intern, în următorii 10 ani, este dificil de realizat, dar există tendința de scădere a producției interne și de mărire a ponderii importurilor.

Cele două surse pot varia semnificativ în funcție de:

- evoluția prețurilor gazelor naturale din import;
- eventualele conflicte externe;
- politicile guvernamentale ale României;
- valorificarea resurselor de gaze naturale din Marea Neagră.



Grafic 12 - Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2014 - 2023

### Considerente luate în calcul:

Ipotezele în care s-a efectuat această prognoză:

- pentru perioada 2014 – 2019 cantitățile de gaze naturale privind consumul au fost publicate în studiul: Europe Oil&Gas Market Forecasts to 2019(BUSSINES MONITOR INTERNATIONAL);
- pentru perioada 2019 - 2023 se prevede o scădere a livrărilor dată în principal de scumpirea gazelor naturale atât la populație, cât și la industrie, aceasta fiind de cel puțin 1-5 % pe an;
- pentru perioada 2019 - 2023 s-a prevăzut scăderea consumurilor tehnologice cu 0,03 % în fiecare an;
- scăderea întâlnită la nivelul producției interne va trebui compensată prin aducerea unor cantități de gaze naturale suplimentare din import;
- totuși aceste deficite vor putea fi acoperite și/sau din alte surse, surse care pot fi date și la export:
  - cantități de gaze naturale din Marea Neagră;
  - cantități de gaze de sist,
- nu au fost luate în calcul posibilele exporturi din sursele menționate mai sus.

## 6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE

Pentru a răspunde cerințelor Regulamentului European nr.994/2010, Art. 9, Transgaz trebuie să asigure până la 3 decembrie 2014, îndeplinirea tuturor măsurilor necesare pentru ca în cazul afectării "infrastructurii principale" de gaze naturale, capacitatea infrastructurii rămase, determinată în conformitate cu formula N-1, să aibă capacitatea de a satisface cererea de gaze naturale necesară zonei calculate pentru o zi cu cerere maximă de consum (cererea zilnică maximă de consum din ultimii 20 ani).

Obligația de a se asigura că infrastructura rămasă are capacitatea de a satisface cererea totală de gaze naturale menționată mai sus este considerată ca fiind respectată în cazul în care autoritatea competentă, Transgaz, demonstrează în planul de acțiune preventiv că o întrerupere a aprovizionării poate fi compensată în mod suficient și în timp util prin măsuri adecvate bazate pe cererea de pe piață.

În calculul formulei N-1 se ia în considerare următoarele circumstanțe:

- mărimea pieței, scenariu clasic de consum;
- configurația rețelei;
- producția locală de gaze naturale;
- capacitatea prognozată pentru noile interconectări;
- capacitatea prognozată după optimizarea fluxului reversibil.

**Formula N-1** descrie capacitatea tehnică a infrastructurii de transport gaze naturale de a satisface cererea totală de gaze naturale a României în cazul afectării infrastructurii unice principale de gaze pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Infrastructura de gaze naturale include rețeaua de transport gaze naturale, inclusiv interconectările, precum și instalațiile de producție, instalațiile GNL și de depozitare conectate la zona luată în calcul.

Capacitatea tehnică<sup>3</sup> a tuturor celorlalte infrastructuri de gaze naturale, disponibile în cazul afectării infrastructurii unice principale de gaze naturale, trebuie să fie cel puțin egală cu suma cererii zilnice totale de gaze naturale pentru zona luată în calcul, pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare de gaze naturale, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Rezultatul formulei N-1 trebuie să fie cel puțin egal cu 100 %.

Metoda de calcul a formulei N-1:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

<sup>3</sup> În conformitate cu articolul 2 alineatul (1) punctul 18 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009, „capacitate tehnică” înseamnă capacitatea fermă maximă pe care o poate oferi operatorul de rețele de transport utilizatorilor rețelei, luând în considerare integritatea sistemului și cerințele de exploatare a rețelei de transport.

unde:

*Definiții privind cererea*

„ $D_{max}$ ”: cererea zilnică de gaze naturale (în milioane  $m^3$  pe zi) din România pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

*Definiții privind oferta*

„ $EP_m$ ”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (mmc/zi), altele decât cele aferente instalațiilor de producție, instalațiilor GNL și de depozitare, simbolizate prin  $P_m$ ,  $S_m$  și  $LNG_m$ , înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să aprovizioneze cu gaze naturale România;

„ $P_m$ ”: capacitatea tehnică maximă de producție (mmc/zi) înseamnă suma capacităților zilnice maxime de producție ale tuturor instalațiilor de producție a gazelor, capabile să aprovizioneze cu gaze naturale România;

„ $S_m$ ”: capacitatea tehnică maximă de extracție (mmc/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile de depozitare, care pot fi furnizate la punctele de intrare din România, ținând seama de caracteristicile fizice ale fiecăreia;

„ $LNG_m$ ”: capacitatea tehnică maximă a instalațiilor GNL (mmc/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile GNL din România, luând în considerare elemente critice precum descărcarea, serviciile auxiliare, depozitarea temporară și regazeificarea GNL, precum și capacitatea tehnică de extracție;

„ $I_m$ ”: înseamnă capacitatea tehnică a infrastructurii unice principale de gaze naturale (mmc/zi), cu cea mai mare capacitate de aprovizionare a României. În cazul în care mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la aceeași infrastructură de gaze din amonte sau din aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate o singură infrastructură de gaze. RO L 295/18 Jurnalul Oficial al Uniunii Europene 12.11.2010

**Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României este următorul:**

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

$$N - 1[\%] = \frac{39,38+28,50+27,10+0-23,59}{72,0-0} \times 100, N-1 \geq 100\%$$

**N-1[%] = 99.1527%**

**Rezultă: N-1<100%**

*Definiție privind cererea*

„ $D_{eff}$ ” înseamnă partea (în milioane  $m^3$  pe zi) din  $D_{max}$  care, în cazul unei întreruperi a aprovizionării, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piață legate de cerere, în conformitate cu articolul 5 alineatul (1) litera (b) și articolul 6 alineatul (2).



## Explicații privind valorile utilizate

- a) Termeni privind cererea:  
 $D_{\max} = 72,0$  mil.mc/zi  
 $D_{\text{eff}} = 0,0$
- b) Termeni privind oferta (de capacitate):  
 $EP_m = 39,38$  mil.mc/zi  
 $P_m = 28,60$  mil.mc/zi  
 $Sm = 27,10$  mil.mc/zi  
 $LNG_m = 0$  mil.mc/zi  
 $I_m = 23,59$  mil.mc/zi

La determinarea valorii termenului  $EP_m$  au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea Import, Medieșu Aurit Import și Csanadpalota, după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct [m <sup>3</sup> /zi]	Capacitate punct [mil.m <sup>3</sup> /zi]
Punct intrare Isaccea Import	23.590.656	23,59
Punct intrare Medieșu Aurit Import	10.992.000	10,99
Punct intrare Csanadpalota	4.800.000	4,80
<b>Total</b>		<b>39,38</b>

*Tabel 9- Punctele de import gaze naturale*

### Nota:

- Pentru termenul  $P_m$  a fost luat în considerare potențialul de producție nu capacitatea tehnică (70,22 mil.mc/zi). Considerăm că această abordare asigură o imagine corectă oferită de standardul N-1, capacitatea tehnică menționată nemaiputând fi realizată datorită declinului producției interne;
- Prezentul document reprezintă o evaluare realizată în cadrul SNTGN Transgaz SA Mediaș;
- Calculul oficial al formulei N-1 este apanajul exclusiv al Autorității Competente desemnate să aplice Regulamentul (UE) nr. 994/2010.



## Culoarul 1 Sudic – Est-Vest

În momentul de față, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură:

- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Csanadpalota cu Ungaria la o capacitate de 1,75 mld.mc/an;
- preluarea producției interne de gaze din sursele din Oltenia;
- alimentarea cu gaze naturale a consumurilor zonelor de Vest și de Sud-București.

Dezvoltarea acestui culoar de transport are în vedere atât creșterea capacității de transport a punctelor de interconectare transfrontalieră cu Ungaria (la 4.4 mld.mc/an la Csanapalota-Horia) și cu Bulgaria (la 1.5 mld.mc/an la Giurgiu-Russe) cât și asigurarea transportului fizic bidirecțional al gazelor de la zăcămintele de gaze din Marea Neagră spre zonele de consum interne și spre punctele de interconectare transfrontalieră ale acestui culoar. Această dezvoltare va presupune atât reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar, precum și construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare în anumite locații (Horia, Hațeg, Corbu).

## Culoarul 2 Central Est-Vest

La momentul actual, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură:

- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Csanadpalota cu Ungaria la o capacitate de 1.75 mld.mc/an;
- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Isaccea cu Ucraina la o capacitate de 8.6 mld.mc/an;
- preluarea producției interne de gaze naturale din sursele din Ardeal;
- alimentarea cu gaze naturale a consumurilor zonelor de Est și de Vest.

Dezvoltarea acestui culoar de transport are în vedere atât creșterea capacității de transport a punctului de interconectare transfrontalieră cu Ungaria (la 4.4 mld.mc/an la Csanapalota-Horia) cât și asigurarea transportului fizic bidirecțional al gazelor între acest punct și punctul de interconectare transfrontalieră cu Ucraina (Isaccea). În acest scop se impune reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar precum și construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare sau amplificarea unora dintre cele existente (Onești, Coroi, Vințu, Hațeg, Horia).

## Culoarul 3 Nord-Sud

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură:

- importul de gaze naturale prin punctul de interconectare Medieșu Aurit cu Ucraina la o capacitate de 4.0 mld.mc/an;
- preluarea producției interne de gaze naturale din sursele din Ardeal;
- înmagazinarea gazelor în depozitele interne;
- alimentarea cu gaze naturale a consumurilor zonelor de Nord, Central și de Sud-Est-București.

### **Interconectorul 4 Nord-Vest**

În momentul actual, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar de interconectare se asigură:

- transportul gazelor de import din punctul de interconectare Medieșu Aurit cu Ucraina spre punctul de interconectare Csanadpalota-Horia cu Ungaria;
- alimentarea cu gaze naturale a consumului zonei de Vest-Oradea.

### **Interconectorul 5 Sud-Est**

În acest moment, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar de interconectare se asigură:

- transportul gazelor de import din punctul de interconectare Isaccea cu Ucraina spre Zona de consum București și depozitele de înmagazinare aferente acestei zone (Bilciurești, Urziceni, Bălăceanca);
- alimentarea cu gaze naturale a consumului zonei de Sud-Est-Urziceni.

### **Culoarul 6 Estic**

În momentul de față, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură transportul gazelor naturale din punctul de interconectare Isaccea spre zona de consum Moldova de Nord.

Dezvoltarea acestui culoar de transport are în vedere asigurarea interconectării fizice bidirecționale cu Republica Moldova (în Ungheni). În acest scop se impune reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar precum și construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare sau amplificarea unora dintre cele existente (Onești, Gherăiești).

### **Culoarul 7 Transport Internațional**

La momentul actual, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se realizează transportul internațional al gazelor naturale din Rusia, via Ucraina, prin punctul de interconectare Isaccea I+II+III spre Grecia și Turcia, via Bulgaria prin punctul de interconectare Negru Vodă I+II+III.

Dezvoltarea acestui culoar de transport are în vedere realizarea interconectării fizice cu sistemul național de transport al gazelor naturale din România și asigurarea curgerii bidirecționale în punctele de interconectare transfrontalieră Isaccea și Negru Vodă.

## PROIECTE MAJORE

Actualul plan de dezvoltare a sistemului românesc de transport gaze naturale cuprinde proiecte de anvergură menite să reconfigureze rețeaua de transport gaze naturale care, deși extinsă și complexă, a fost concepută într-o perioadă în care accentul se punea pe aprovizionarea cu gaze naturale a marilor consumatori industriali și crearea accesului acestora la resursele concentrate în cea mai mare parte în centrul țării și în Oltenia, precum și la unica sursă de import.

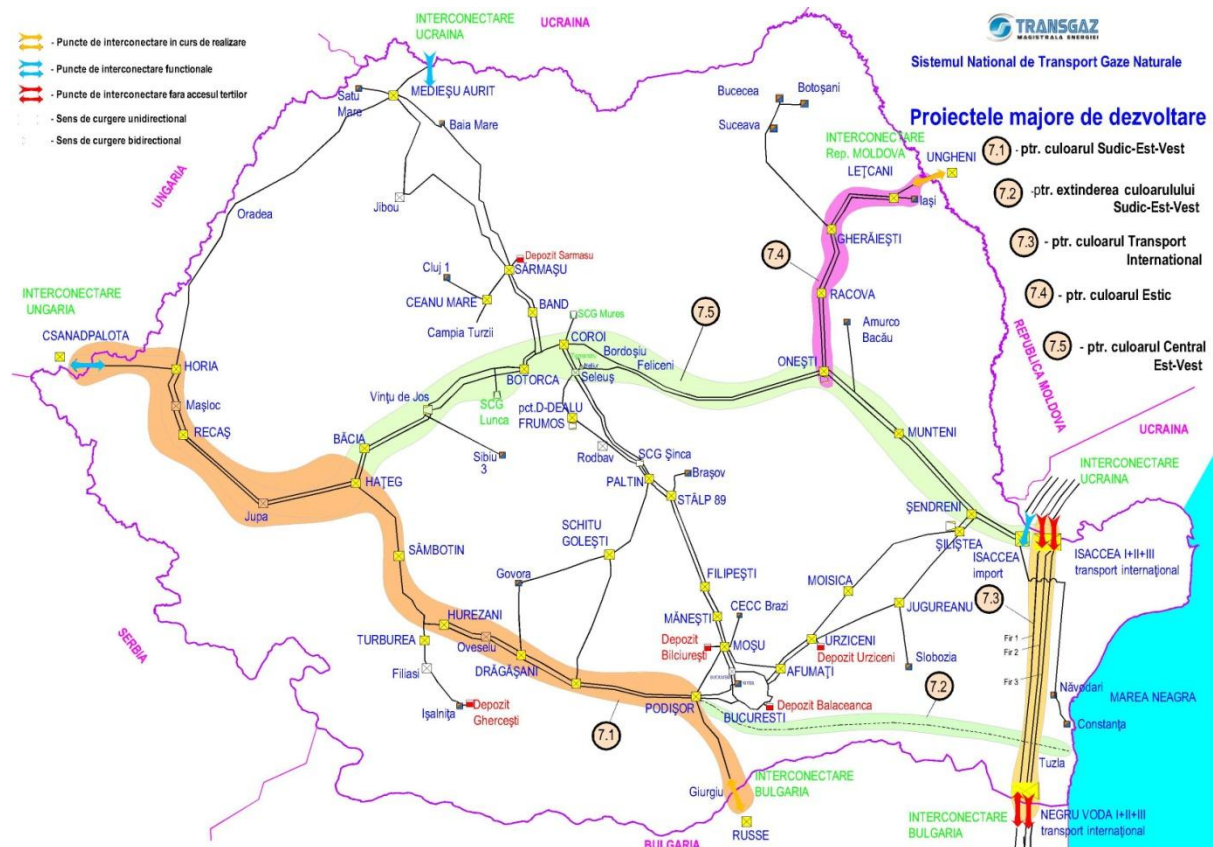


Fig. 9 Harta proiectelor majore din SNT

În identificarea proiectelor necesare a fi dezvoltate în sistemul național de transport gaze naturale s-a pornit de la principalele cerințe pe care acesta trebuie să le asigure în actuala dinamică a pieței regionale de gaze naturale.

Având în vedere ultimele evoluții și tendințe în domeniul traseelor de transport gaze naturale la nivel european, este evidentă profilarea a două noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale: **gazele naturale din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră.**

Astfel, proiectele planificate de companie și descrise în cadrul acestui capitol au în vedere:

- asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu țările vecine;
- crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru a asigura transportul gazelor naturale provenite din diverse noi surse de aprovizionare;
- crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune;
- extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare;
- crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.

În acest context, este foarte important ca Transgaz să implementeze într-un timp foarte scurt proiectele descrise în cele ce urmează, pentru a conecta piețele central europene la aceste resurse și a se redefini ca un important operator de transport gaze naturale.

Poziția geostrategică și resursele de energie primară pot ajuta România să devină un jucător semnificativ în regiune, însă doar în condițiile în care va ține pasul cu progresul tehnologic și va reuși să atragă finanțările necesare.

În acest sens, prin proiectele propuse pentru dezvoltarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicații și management al rețelei, compania urmărește atât maximizarea eficienței energetice pe întreg lanțul de activități desfășurate precum și crearea unui sistem inteligent de transport gaze naturale, eficient, fiabil și flexibil.

Managementul rețelei, va putea fi îmbunătățit prin conceptul „**Smart energy transmission system**”, aplicabil și rețelelor inteligente de transport gaze naturale „**Smart gas transmission systems**” și care va gestiona problemele legate de siguranța și utilizarea instrumentelor inteligente în domeniul presiunii, debitelor, contorizării, inspecției interioare a conductelor, odorizare, protecție catodică, reacții anticipative, trasabilitate, toate generând creșterea flexibilității în operare a sistemului, îmbunătățind integritatea și siguranța în exploatare a acestuia și implicit creșterea eficienței energetice.

## 7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria

În prezent, la nivel european se află în curs de implementare o serie de proiecte majore care să permită diversificarea surselor de alimentare cu gaze naturale a Europei prin transportul gazelor naturale extrase din perimetrele din Marea Caspică spre Europa Centrală:

- amplificarea South Caucasus Pipeline;
- construirea conductei Trans-Anatolian Pipeline (TANAP);
- construirea conductei Trans Adriatic Pipeline (TAP);
- construirea interconectorului Grecia - Bulgaria (IGB).

Prin implementarea acestor proiecte se creează posibilitatea transportului unor volume de gaze naturale din zona Marii Caspice până la granița de sud a României.

În aceste condiții se impune adaptarea Sistemului Național de Transport gaze naturale la noile perspective, prin extinderea capacităților de transport gaze naturale între punctele existente de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu cel al Bulgariei (la Giurgiu) și al Ungariei (la Nădlac).

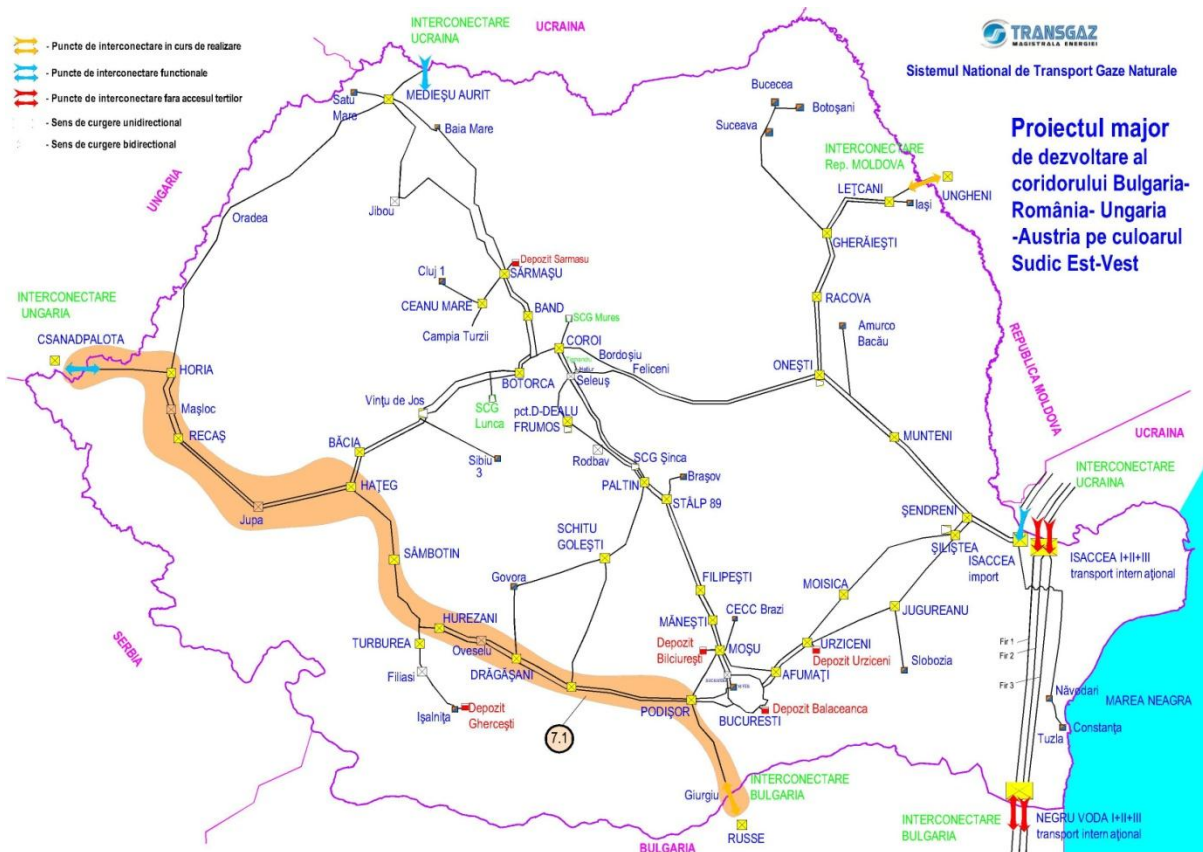


Fig.10- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze natural cu cel al Bulgariei și al Ungariei

În prezent punctele de intrare-ieșire în/din SNT, Giurgiu, respectiv Nădlac sunt legate printr-un sistem de conducte având o durată mare de funcționare, diametre ce nu depășesc 24" și presiuni de proiectare de maximum 40 bar.

Capacitățile de transport existente nu permit vehicularea unor volume semnificative de gaze naturale.

**Proiectul "Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria" vizează dezvoltări ale capacităților de transport în sistem între interconectările dintre sistemul românesc de transport gaze naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, mai precis, constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și SMG Horia.**



**Fig. 11- Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria**

Acest proiect s-a impus ca necesitate în a doua parte a anului 2013 având la bază următoarele argumente:

- deselectarea proiectului Nabucco ca și rută preferată pentru transportul gazelor naturale din regiunea Caspică înspre piețele central europene;
- asigurarea unor capacități de transport adecvate între punctele de interconectare transfrontalieră RO-BG și RO-HU, în scopul creșterii gradului de interconectivitate la nivel european;
- asigurarea unor capacități de transport pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-europene.

În consecință, proiectul nu a fost prevăzut în TYNDP-ul european pentru perioada 2013 – 2022, dar cu toate acestea, Comisia Europeană a decis în ultimul moment includerea sa pe lista proiectelor de interes comun pentru a acorda o alternativă de diversificare a surselor de aprovizionare statelor membre afectate de deselectarea proiectului Nabucco :

- **Proiect PCI: 7.1.5;**
- **Proiect propus pentru următoarea listă PCI cu nr: TRA-N-358;**
- **Coridor prioritar: Coridorul Sudic de gaze (Southern Gas Corridor).**

În concluzie, proiectul este un proiect PCI și va fi de asemenea inclus în ediția nouă a TYNDP aflată în plin proces de elaborare precum și în următoarea listă PCI care va fi adoptată de Comisia Europeană în anul 2015.



Conform planului de dezvoltare avut în vedere de Transgaz proiectul are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria și constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Podișor-Corbu 32" x 55 bar x 81 km;
- conductă Băcia-Hățeg-Jupa- Recaș 32" x 55 bar x 167 km;
- trei stații de comprimare gaze (SC Corbu, SC Hățeg I și SC Horia I) cu o putere totală instalată de aproximativ  $P_{inst} = 49,5$  MW;
- conductă Corbu – Hurezani – Hateg 32" x 55 bar x 250 km;
- conductă Recaș–Horia 32" x 55 bar x 47 km;
- amplificare stație de măsurare Horia.

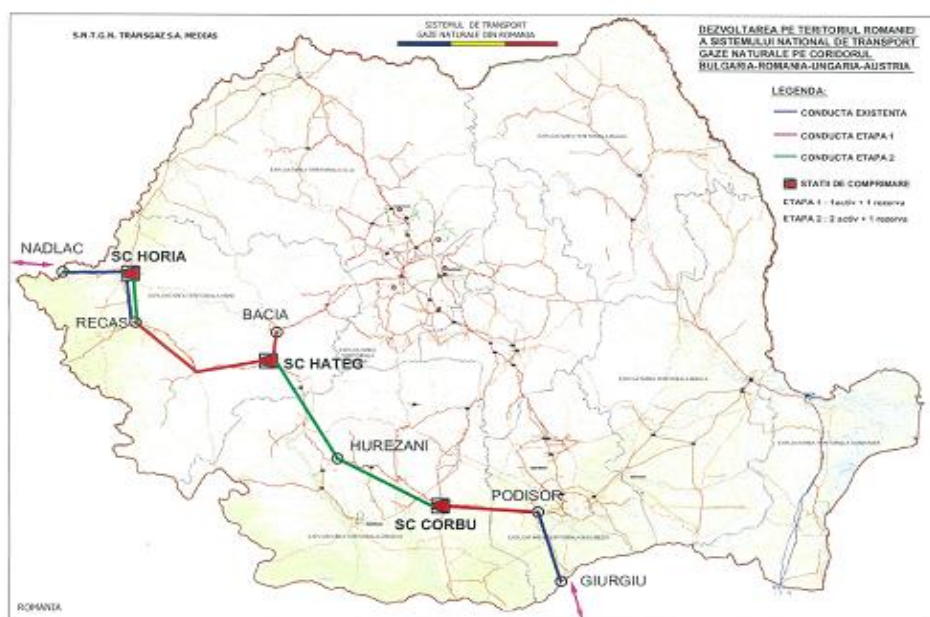


Fig. 12 - Coridorul Bulgaria -Ungaria

La finalizarea proiectului va putea fi asigurată o capacitate de transport gaze naturale spre Ungaria de 4.4 mld.mc/an, respectiv de 1.5 mld.mc/an spre Bulgaria

#### Calendarul de dezvoltare al proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	iunie 2015
Documentație tehnică pentru obținere autorizație de construire	ianuarie 2016
Obținerea autorizațiilor de construire	februarie 2016
Luarea deciziei finale de investiție	anul 2016
Construcție	februarie 2019
Punere în funcțiune/începere operare	aprilie 2019

**Termen de finalizare: 2019**

**Valoarea totală a investiției** rezultată din studiile efectuate de Transgaz este estimată la suma de **560 milioane Euro**.

**Defalcarea costurilor:**

Conducte noi de transport	414 mil Euro	~74%
Stații de comprimare	146 mil Euro	~26%
<b>TOTAL</b>	<b>560 mil Euro</b>	

Având în vedere statutul de proiect de interes comun, Transgaz intenționează atragerea de finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility.

În acest sens a fost depusă o aplicație în cadrul primei sesiuni de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru studiile de proiectare ale celor trei stații de comprimare incluse în proiect. Valoarea estimată a acestor studii este de aprox. 3 mil Euro, valoarea grantului putând să ajungă la 50% din această sumă.

În continuare se va încerca atragerea de fonduri CEF nerambursabile și pentru lucrări, în cursul sesiunii de depunere a aplicațiilor ce se va derula în 2015. În acest scop se analizează de asemenea, posibilitatea alocării transfrontaliere a costurilor, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013.

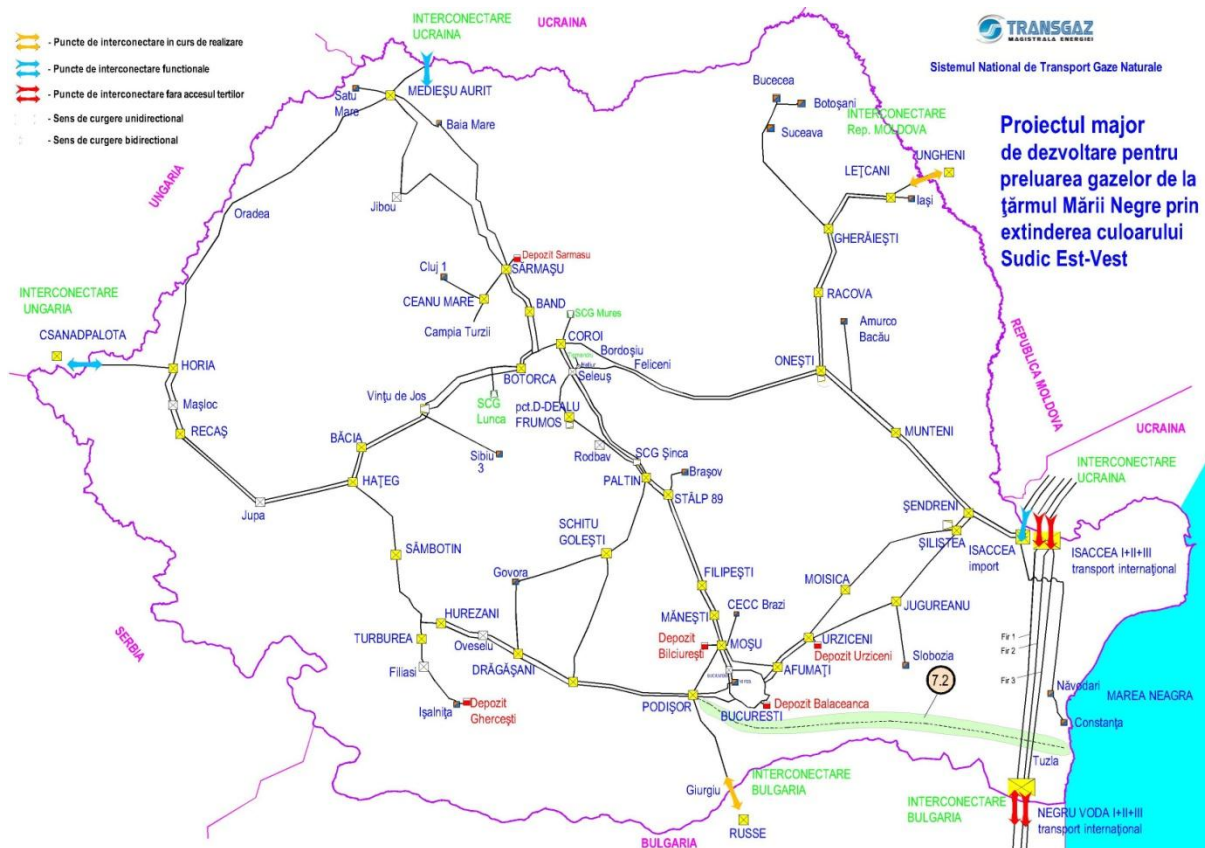
**7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre**

În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importuri de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă.

Studiile și evaluările realizate până în prezent au evidențiat zăcăminte de gaze naturale semnificative în Marea Neagră.

În aceste condiții dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre până la granița România-Ungaria reprezintă una din prioritățile majore ale TRANSGAZ.

Proiectul a devenit o prioritate pentru Transgaz, în a doua jumătate a anului 2013, ca urmare a necesității asigurării unor capacități adecvate de transport pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central europene.



**Fig. 13 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea culoarului Sudic Est-Vest**

Este deci un proiect nou care nu a fost inclus în TYNDP 2013-2022 (document elaborat în 2012) și vizează construirea unei conducte de transport de la țărmul Mării Negre până la nodul tehnologic Podișor (jud. Giurgiu) care să facă legătura între gazele offshore disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BULGARIA – ROMÂNIA – UNGARIA – AUSTRIA.

Proiectul va fi inclus în ediția 2015 – 2024 a TYNDP (aflată în curs de elaborare) și va fi de asemenea propus pentru includerea în cea de-a doua listă a proiectelor de interes comun la nivel european.

- **Proiect propus pentru următoarea listă PCI cu nr: TRA-N-362;**
- **Coridor prioritar:** Coridorul Sudic de gaz (Southern Gas Corridor).

Conducta Tuzla – Podișor în lungime de aproximativ 285 km, va fi proiectată la o presiune maximă de 55 bar și va fi telescopică cu diametre de 48” (Dn 1200) și 40” (Dn 1000).

## Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	iulie 2015
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	ianuarie 2016
Obținerea autorizațiilor de construire	martie 2016
Luarea deciziei finale de investiție	începutul anului 2016
Construcție	februarie 2019
Punere în funcțiune/începere operare	aprilie 2019

**Termen de finalizare: 2019** - acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

**Valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 262,4 milioane Euro.**

Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene constă în posibilitatea dirijării gazelor naturale offshore spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac – Szeged (cu Ungaria).

În eventualitatea în care, proiectul va fi inclus în următoarea listă a proiectelor PCI ce va fi adoptată în toamna anului viitor, Transgaz va depune o cerere de investiție în vederea accesării unui grant CEF pentru lucrări.

### **7.3 Proiect privind interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional al gazelor naturale**

Acest proiect este deosebit de important deoarece:

- Implementarea proiectului conduce la eliminarea principalelor cauze care au generat demararea de către Comisia Europeană a procedurii de infringement împotriva României, atât pentru încălcarea regulamentului (CE) nr. 715/2009 (printre altele, prin nepunerea la dispoziția pieței a capacității maxime a conductelor de tranzit) cât și pentru nerespectarea regulamentului (EU) nr. 994/2010 (neasigurarea curgerii bidirecționale permanente în punctele de interconectare transfrontalieră);
- Contractele de transport aferente capacității totale a firelor I și II de transport internațional al gazelor naturale expiră la 31 dec 2016, respectiv 31 dec 2015, iar în vederea punerii la dispoziția pieței a acestor capacități de transport, prin crearea legăturii între aceste două conducte și sistemul național de transport se asigură accesul mai multor shipperi de pe piața românească și regională;
- Proiectul devine necesar și în contextul preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale recent descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

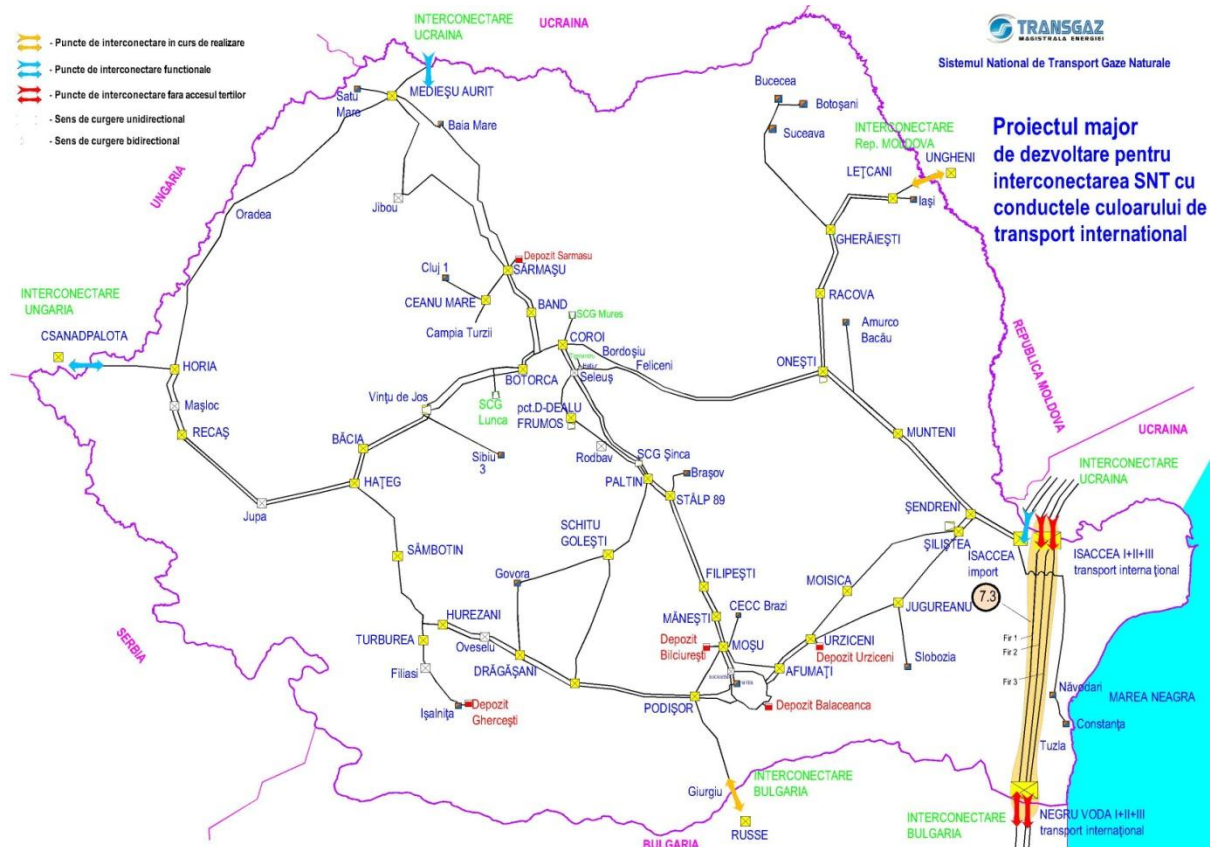


Fig.14 -Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conductele de transport internațional

În consecință Transgaz are un interes deosebit în implementarea acestui proiect din următoarele considerente:

- (i) pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalități financiare extrem de costisitoare;
- (ii) pentru a-și asigura venituri cât mai substanțiale prin valorificarea acestor capacități, după ce contractele de tip take or pay expiră.

Proiectul fost conceput inițial strict pentru situații de urgență în care fluxurile de gaze naturale dinspre Ucraina sunt diminuate în mod semnificativ sau chiar întrerupte. Pentru situații de asemenea natură, prin investițiile prevăzute, se oferă posibilitatea transportului unor fluxuri de gaze fie dinspre sistemul românesc de transport înspre Bulgaria, fie în sens invers.

Având în vedere cerințele de natură reglementativă și comercială s-a impus necesitatea unei abordări diferite a proiectului, astfel încât, prin implementarea sa, acesta să poată asigura fluxuri bi-direcționale între SNT și firul 1 de tranzit în condiții normale de funcționare.

În acest sens soluția tehnică a fost reconsiderată. Prezintă în cele ce urmează descrierea noii soluții tehnice.

## Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea;
- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Onești;
- modificări în interiorul stației de măsurare Isaccea;
- reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmești – Onești (66,2 km) și Siliștea - Șendreni (11,3 km).

În prezent Transgaz a demarat studiul de pre-fezabilitate, finalizarea lucrărilor de execuție fiind preconizată în anul 2018.

**Termen de finalizare: 2018**

**Valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 65 milioane EURO.**

### Defalcarea costurilor:

Modernizare și amplificare STC Siliștea	27,5 mil Euro
Modernizare și amplificare STC Onești	27,5 mil Euro
Modificări SMG Isaccea	1 mil Euro
Reabilitare tronsoane conductă	9 mil Euro
<b>TOTAL</b>	<b>65 mil Euro</b>

Proiectul face parte din proiectul "*Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre*" și este inclus pe actuala listă a proiectelor de interes comun.

Menționăm faptul că acest proiect care este inclus în ediția 2013 – 2023 a TYNDP și face parte din prima listă de proiecte de interes comun la nivelul Uniunii Europene :

- **Proiect PCI:** 6.15;
- **Proiect propus pentru următoarea listă PCI cu nr:** TRA-N-139;
- **Coridor prioritar:** NSI EAST.

Având în vedere modificările aduse soluției tehnice s-a solicitat acceptul Comisiei Europene pentru actualizarea fișei tehnice a proiectului.

În ceea ce privește finanțarea, Transgaz intenționează accesarea de granturi CEF în cursul sesiunii de depunere a aplicațiilor din anul 2015.

## 7.4 Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova

Având în vedere necesitatea îmbunătățirii alimentării cu gaze naturale a regiunii de nord-est a României și ținând seama de perspectiva oferită de noua conductă de interconectare dintre România și Republica Moldova de a oferi capacități de transport spre Republica Moldova, sunt necesare o serie de dezvoltări în sistemul românesc de transport gaze naturale astfel încât să poată fi asigurați parametrii tehnici adecvați cerințelor de mai sus.

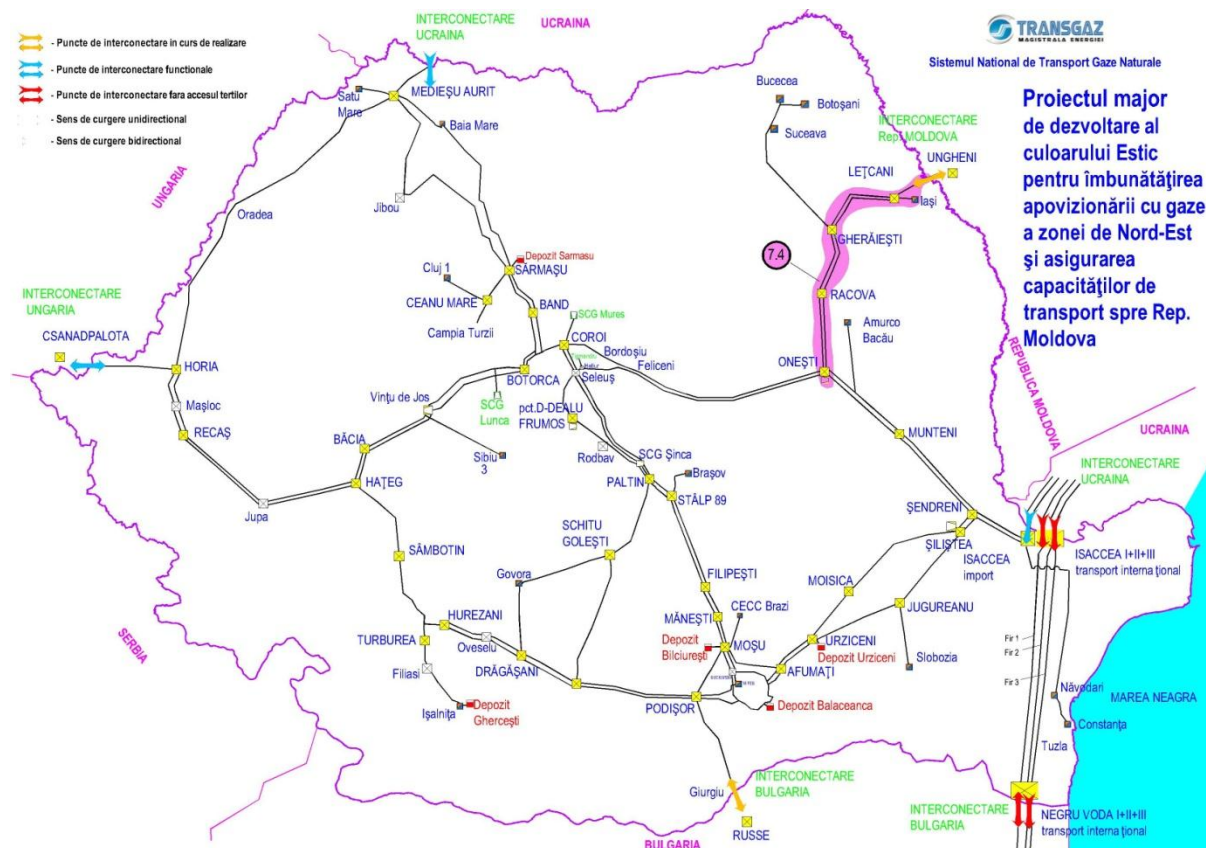


Fig. 15- Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României

În scopul eficientizării atât a procesului de implementare cât și al obținerii de finanțări în cadrul programelor puse la dispoziție din fonduri europene de dezvoltare regională, proiectul a fost împărțit în două sub-proiecte.

### Etapa I - Conductă de transport gaze naturale Gherăești – Lețcani

Această conductă are ca scop asigurarea gazelor naturale pentru zona de consum Iași – Botoșani. La dimensionarea conductei (50 bar și 60 km) s-a avut în vedere și transportul unor volume de gaze pe direcția Ungheni (Republica Moldova).

Etapa de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de soluție	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Noiembrie 2014
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Februarie 2015
Obținerea autorizațiilor de construire	Martie 2015
Construcție	Octombrie 2015
Punere în funcțiune/incepere operare	Decembrie 2015

**Valoarea estimată a etapei I este de 33 milioane Euro.**

### **Etapa II - Dezvoltarea capacității de transport a SNT în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România – Republica Moldova**

#### **Descrierea proiectului:**

- construirea a 2 (două) Stații de Comprimare (Onești, Gherăiești);
- construirea conductei de transport gaze naturale Onești - Gherăiești, în lungime de 103 Km.

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de soluție	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Martie 2015
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Septembrie 2015
Obținerea autorizațiilor de construire	Decembrie 2015
Construcție	Mai 2017
Punere în funcțiune/incepere operare	Iunie 2017

#### **Defalcarea costurilor:**

Conductă de transport gaze naturale Onești - Gherăiești	52 mil Euro	~68%
Stații de comprimare	25 mil Euro	~32%
<b>TOTAL etapa II</b>	<b>77 mil Euro</b>	

**Termen de finalizarea a proiectului: 2017**

**Valoarea totală estimată a investiției este de 110 milioane Euro.**



Prin realizarea acestui proiect, va putea fi asigurată o capacitate de transport de 1.5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport ale României și Republicii Moldova.

Menționăm faptul că proiectul este de interes național și a fost inclus în ediția 2015 – 2024 a TYNDP.

În ceea ce privește finanțarea ne exprimăm rezerva cu privire la potențiala includere a proiectului pe lista următoare a proiectelor de interes comun, din cauza faptului că proiectul nu aduce beneficii cel puțin pentru două state membre ale Uniunii Europene. În consecință, se intenționează depunerea unor aplicații pentru obținerea cofinanțării din Fonduri Europene pentru Dezvoltare Regională.

### 7.5 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

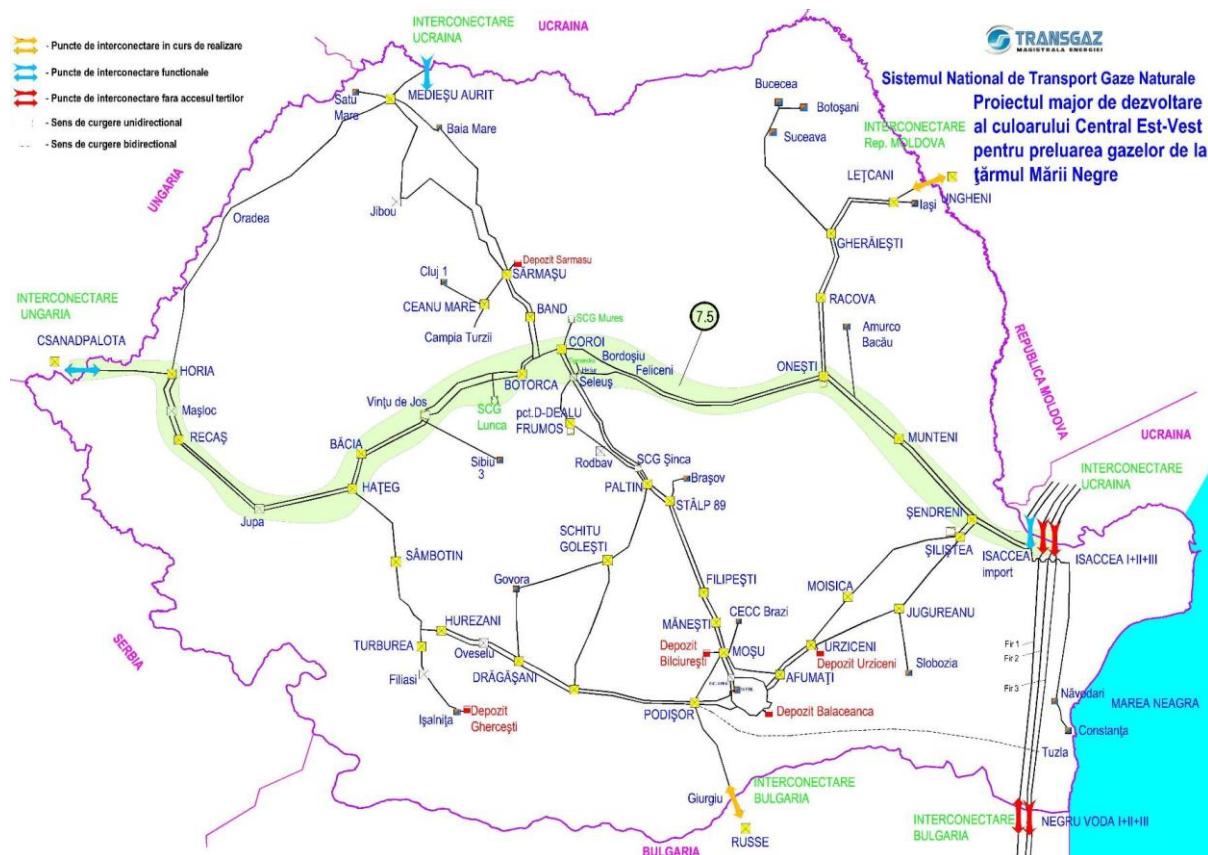


Fig. 16- Dezvoltare Coridor Central

În funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre, pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacității de transport pe culoarul central Isaccea - Șendreni – Onești – Coroi – Hațeg – Horia.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT;
- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT sau conducte noi instalate în paralel cu conductele existente;
- dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66 - 82,5MW:
  - SC Onești, amplasată în județul Bacău, în apropierea actualei stație de comprimare;
  - SC Coroi, amplasată în județul Mureș, în apropierea Nodului Tehnologic Coroi;
  - SC Hațeg II, amplasată în județul Hunedoara, în apropierea Nodului Tehnologic Hațeg;
  - SC Horia II, amplasată în județul Arad, în apropierea Stației de Măsurare Gaze Horia;
  - SC Bățani, amplasată în județul Covasna (opțional).

În prezent Transgaz a demarat un studiu de fezabilitate privind dezvoltarea **Coridorului Central** de transport gaze naturale, iar în vederea optimizării și eficientizării atât a procesului de implementare cât și a posibilităților de atragere a unor co-finanțări nerambursabile, **Coridorul Central** a fost împărțit în trei proiecte prin a căror implementare urmând a se atinge obiectivele stabilite pentru realizarea acestui culoar de transport gaze naturale.

#### **Cele trei proiecte sunt:**

1. Interconectarea sistemului național de transport cu sistemul de transport internațional și asigurarea curgerii reversibile la Isaccea (proiectul 7.3 din acest Plan de dezvoltare pe 10 ani al sistemului național de transport gaze naturale).
  - **Proiect PCI:** 6.15;
  - **Proiect propus pentru următoarea listă PCI cu nr :** TRA-N-139;
  - **Coridor prioritar:** NSI EAST.
2. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România – Ungaria:
  - **Proiect PCI:** 6.14;
  - **Proiect propus pentru următoarea listă PCI cu nr :** TRA-N-126;
  - **Coridor prioritar:** NSI EAST.

#### Proiectul va consta în următoarele:

- Conductă nouă de transport gaze naturale Băcia – Hațeg – Horia în lungime de aproximativ 220 km;
  - Doua stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.
3. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia :
    - **Proiect propus pentru următoarea listă PCI cu nr :** TRA-N-384.
    - **Coridor prioritar:** NSI EAST

#### Proiectul va consta în următoarele:

- Reabilitarea unor tronsoane de conductă;

- Înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mare;
- Una sau două stații noi de comprimare gaze naturale.

**Termen de finalizare: 2023**

**Valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 544 milioane Euro.**

**Subliniem încă odată faptul că, realizarea acestui coridor depinde în continuare de evoluția cererii de capacitate, respectiv de rezultatele proceselor de explorare a zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră sau din alte perimetre on-shore, o decizie finală de investiție putând fi luată doar în momentul în care cererea de capacități suplimentare este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare.**

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză acosturilor și beneficiilor proiectelor prezentate:

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe <b>Coridorul Bulgaria-România-Ungaria - Austria</b>	559,7	2019	La finalizarea proiectului va putea fi asigurată o capacitate de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld.mc/an, respectiv de 1,5 mld.mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" pe lista Proiectelor de Interes Comun (PCI) pentru transportul unor noi surse de gaz din Regiunea Mării Caspice".
2	Dezvoltarea pe teritoriul României a <b>Coridorului Sudic de Transport</b> pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	262,4	2019	Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene constă în posibilitatea dirijării gazelor naturale offshore spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac – Szeged (cu Ungaria).
3	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional gazelor naturale  <b>Investiții în valoare de 35,5 milioane euro se regăsesc și în proiectul de dezvoltare a Coridorului Central. (Proiectul 5).</b>	65	2018	În consecință Transgaz are un interes deosebit să implementeze acest proiect din următoarele considerente: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalități financiare extrem de costisitoare;</li> <li>▪ pentru a-și asigura venituri cât mai substanțiale prin valorificarea acestor capacități, după ce contractele de tip take or pay expiră.</li> </ul>

				Menționăm faptul că acest proiect face parte din prima listă de proiecte de interes comun la nivelul Uniunii Europene.
4	<b>Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României</b> în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	110	Etapa I - 2015 Etapa II - 2017	Prin realizarea acestui proiect, va putea fi asigurată o capacitate de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport ale României și Republicii Moldova.
5	Dezvoltarea pe teritoriul României a <b>Coridorului Central</b> de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre. <b>Investiții în valoare de 35,5 milioane euro se regăsesc și în proiectul de dezvoltare a Interconectării SNT cu conductele de tranzit. (Proiectul 3).</b>	544	2023	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: O rută secundară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria. Această rută va consta din reabilitarea tronsoanelor existente de conductă, construirea unor noi tronsoane de conductă suplimentare și 4-5 stații de comprimare.
<b>TOTAL (2014-2025)</b>		<b>~ 1,51 Mld Euro</b>		

*Tabel 10 - Balanța costuri –beneficii pentru Proiectele Majore*

## BENEFICIILE PROIECTELOR

Prin asigurarea legăturii între surse diferite de aprovizionare cu gaze naturale și piața europeană, proiectele investiționale menționate contribuie la realizarea dezideratelor Uniunii Europene, principalele beneficii ale realizării acestora putând fi sintetizate astfel:

- Integrarea pieței de gaze și interoperabilitatea sistemelor de transport gaze din regiune;
- Convergența prețului gazelor în regiune;
- Eliminarea congestiei în transportul gazelor naturale pe direcția Bulgaria – România - Ungaria
- Creșterea flexibilității sistemului european de transport gaze prin realizarea de întreconectări în flux bidirecțional;
- Prin interconectarea coridorului BULGARIA – ROMÂNIA – UNGARIA – AUSTRIA cu Marea Neagră se va deschide practic accesul Uniunii Europene spre o nouă sursă de gaze naturale;
- Creșterea concurenței pe piața europeană de gaze prin diversificarea surselor, a traseelor de transport și a companiilor active în această regiune;
- Creșterea securității aprovizionării cu gaze naturale;
- Reducerea gradului de dependență de importul de gaze naturale din Rusia;
- Impulsionarea dezvoltării de energie regenerabilă în regiune (în mod special energie eoliană și solară) având în vedere posibilitatea utilizării gazelor naturale ca variantă de rezervă pentru energiile regenerabile, fapt care conduce la creșterea semnificativă a gradului de sustenabilitate a proiectelor propuse.

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimata (Mil. Euro)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria	800	545	559,7	18,57	141,97	148,86	123,74	123,66	2,93	-	-	-	-
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	1000/1200	285	262,4	3,11	7,27	75,68	75,58	100,33	0,44	-	-	-	-
Proiect privind interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional al gazelor naturale	800	80	65	-	-	-	20	45	-	-	-	-	-
Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord - Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	700	163	110	-	33	50	27	-	-	-	-	-	-
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	800	780	544	-	-	-	-	45	54	100	100	100	145
<b>TOTAL</b>			1.505,6*	21,68	182,24	274,54	246,32	278,49*	57,37	100	100	100	145

\* Valoarea de 35,5 milioane euro reprezinta investiții comune pentru proiectele 3 și 5 (vezi tabelul 10, pagina 48)

**Tabel 11- Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2014-2023**

## 7.6 Comparație TYNDP ENT SOG 2013 – 2022 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023

Planul de dezvoltare al rețelei europene de transport gaze naturale **TYNDP 2013 – 2022** cuprinde următoarele proiecte prioritare ale operatorului național de transport gaze naturale TRANSGAZ:

1. Interconectare România – Bulgaria;
2. Integrarea sistemului național de transport gaze naturale cu conductele de transport internațional gaze naturale - reverse flow Isaccea;
3. Reverse flow Negru Voda;
4. Reverse flow pe interconectarea România – Ungaria;
5. Proiectul AGRI (Secțiunea Românească – Conducta Est – Vest).

**TYNDP 2013 -2022** este rezultatul unui proces început în primăvara anului 2012 și derulat în mare parte în anul 2012, din aceste considerente nu cuprinde **Proiectele majore din Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023**.

Unele proiecte din **TYNDP 2013 – 2022** au fost **redefinite** în proiectele majore din **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023**, iar cele care se vor încheia anul acesta au fost cuprinse în **Programul de Modernizare si Dezvoltare al SNT pentru anul 2014**.

Nr crt	TYNDP ENT SOG 2013 – 2022 Proiecte	Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023.	Programul de Modernizare si Dezvoltare al SNT pentru anul 2014
1	Interconectare România – Bulgaria		Se va finaliza linia I în 2014.
2	Integrarea sistemului național de transport gaze naturale cu conductele de transport internațional gaze naturale - reverse flow Isaccea	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional gaze naturale	
3	Reverse flow Negru Voda I		Finalizat 2013
4	Reverse flow pe interconectarea Romania – Ungaria	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria	
5	Proiectul AGRI (Secțiunea Românească – Conducta Est – Vest)	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre.	

Pentru a răspunde cerințelor Uniunii Europene privind garantarea securității energetice ca urmare a evidențierii unor rezerve semnificative de gaze naturale în bazinul Mării Negre și a perspectivei pe termen lung privind gazele de șist, Transgaz a cuprins în **Planul de dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023** o amplă strategie de redefinire a rutelor interne de transport gaze naturale în concordanță cu remodelarea fluxurilor de gaze naturale ce se conturează pe termen mediu și lung la nivel național și internațional.

Astfel proiectele propuse în **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2014 - 2023** sunt:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria;
2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre
3. Proiect privind interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional al gazelor naturale
4. Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord –Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova;
5. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre.

Deoarece această definiție a **Proiectelor majore** ale SNTGN Transgaz SA a apărut ulterior publicării **TYNDP 2013 – 2022**, compania a făcut toate demersurile necesare pentru a fi incluse în următoarea ediție a TYNDP la nivelul Uniunii Europene, a cărui elaborare a început în această vară.

## 7.7 Modalități de finanțare

Orice organizație este obligată să se adapteze mediului în care funcționează, menținându-și în același timp coeziunea internă și reducând la minimum incertitudinea care caracterizează transformările mediului intern și extern. Pentru ca în urma eforturilor de adaptare, organizația să își păstreze identitatea, dezvoltarea sa trebuie planificată cu cât mai mare atenție, iar acest plan trebuie revizuit periodic.

**Momentul în care se ia decizia de a se realiza o investiție**, indiferent de natura și amploarea ei, este unul de mare importanță în viața organizației, este **una dintre deciziile manageriale cele mai încărcate, e răspundere, deoarece investițiile vizează obiectivele strategice ale companiei pe termen lung, dezvoltarea durabilă a acesteia.**

În ceea ce privește modalitățile de finanțare avute în considerare pentru realizarea proiectelor majore de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2014 – 2023, acestea sunt constituite din:

- Surse proprii;
- Surse atrase.

Valoarea Planului de dezvoltare al SNT în perioada 2014-2023, estimată la 1,5 miliarde euro, va fi acoperită în procent de 35% din surse proprii, ceea ce înseamnă aprox. 525 milioane euro iar 65%, respectiv 975 milioane euro va fi acoperită din surse atrase.

Sursele proprii vor fi constituite în principal din amortismente și profit net repartizat pentru investiții.

Sursele atrase vor fi constituite din sume reprezentând asistență financiară nerambursabilă, fonduri împrumutate de la institutii financiar-bancare, emisiuni de obligatiuni.

Din proiectele majore prezentate în Planul de dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale, proiectul "**Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria**" descris în capitolul 7.1, estimat la 560 milioane euro, este cuprins în lista Proiectelor de Interes Comun (PCI) și avut în vedere pentru potențială finanțare prin aplicarea la programul de finanțare Connecting Europe Facility 2014-2020.

**Proiectul privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova**, descris în cap.7.4 și estimat la o valoare de 110 milioane euro este propus de Transgaz pentru finanțare prin fonduri europene din exercițiul financiar 2014-2020.

SNTGN Transgaz SA se preocupă prin eforturi susținute pentru obținerea de asistență financiară nerambursabilă în vederea finanțării celorlalte proiecte de investiții cu impact asupra modernizării, rețehnologizării și dezvoltării infrastructurii SNT.

Prin considerarea surselor proprii și surselor atrase ca modalități de finanțare pentru proiectele propuse de Transgaz pentru dezvoltarea SNT în perioada 2014-2023, astfel cum acestea sunt prezentate în capitolele 7.1 - 7.5 s-a urmărit obținerea unui mix de finanțare care să asigure cel mai redus cost în finanțarea programului de dezvoltare.

## **8. SISTEMUL DE COMANDĂ ȘI ACHIZIȚIE DATE - SCADA**

O direcție importantă în ceea ce privește îmbunătățirea calității execuției și eficienței activității operaționale a SNTGN Transgaz SA Mediaș o reprezintă implementarea Sistemului de comandă și achiziție date (SCADA), care constituie o obligație legală, prevăzută în Art. 130, pct. c. din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012.

În calitate de operator tehnic al SNT, societății îi revine obligația de a crește siguranța derulării livrărilor de gaze naturale. În acest sens, SNTGN Transgaz SA a inițiat procedura de implementare, întreținere și dezvoltare a unui sistem de monitorizare, comandă și achiziție de date tip SCADA.

Finalizarea implementării SCADA (realizarea etapei a III a- etapa finală) este extrem de importantă dat fiind faptul că acest sistem informatic va permite:



- asigurarea transmiterii, în timp real, a datelor tehnologice (presiune, debit, temperatură, calitate gaze, putere calorică) la dispeceratul național;
- îmbunătățirea capacității TRANSGAZ de a controla și reacționa rapid și eficient la orice risc potențial de întrerupere a activității contribuind la creșterea siguranței operării sistemului național de transport gaze naturale;
- asigurarea condițiilor necesare oferirii serviciilor de transport gaze naturale pe termen scurt în punctele de intrare/ieșire în/din sistemul național de transport și derulării contractelor aferente acestui tip de servicii, conform cerințelor Regulamentului (CE) nr. 715/2009.

Prin sistemul SCADA vor fi conectate, din punct de vedere transmitere date/comenzi din/în sistemul național de transport gaze naturale (SNT), următoarele locații fizice:

- Dispeceratul National Mediaș;
- Dispeceratul de gaze naturale București;
- 9 dispecerate ale Exploatărilor Teritoriale;
- 948 de stații de reglare-măsurare (SRM-uri) – puncte de ieșire din SNT;
- 106 robinete de linie – situate pe traseul conductelor de transport gaze naturale;
- 39 de noduri tehnologice;
- 5 stații de comprimare;
- 6 stații de tranzit internațional de gaze (2 locații fizice);
- 2 stații de import gaze – puncte de intrare în SNT.

Valoarea totală a proiectului este de 35.911.221,66 Euro, fără TVA și este derulat cu finanțare nerambursabilă, în proporție de 56,105% din valoarea totală eligibilă, prin Programul Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” – contract de finanțare nr. 5T din 03.07.2012, cod SMIS 37763.

Conform contractului, proiectul SCADA urmează a fi implementat în trei Etape, din care 2 Etape au fost încheiate, iar finalizarea etapei a treia și implit a proiectului va avea loc la data de 30.04.2015.

## 9. CONCLUZII

România aspiră să devină un pol energetic în estul Europei, un pol nodal în rețelele regionale de transport energie precum și un furnizor de energie.

Cele trei direcții majore în care România trebuie să lucreze și să se dezvolte pentru dobândirea acestui statut sunt prezentate în **Pactul pentru Energie** încheiat în luna mai 2013 și anume:

- Interconectarea rețelelor de gaze naturale și electricitate și crearea infrastructurii fizice și instituționale necesare operării unei piețe lichide de energie;
- Dezvoltarea de noi surse autohtone de gaze naturale și integrarea în piețele regionale de energie electrică;
- Asumarea politicilor energetice europene, creșterea capacității de negociere în instituțiile UE și colaborarea cu alte state membre în susținerea obiectivelor strategice comune.

**Sectorul energetic** poate deveni un veritabil "**motor de creștere economică**". Prin resursele sale semnificative și prin oportunitățile oferite de poziționarea geografică, România își poate asigura un grad ridicat de securitate energetică și integrare regională. Interconectarea transfrontalieră a rețelelor este astăzi, o prioritate în politica energetică a României.

Orice scenariu de dezvoltare a producției de gaze naturale sau de energie electrică, ori de import din surse externe necesită o **infrastructură adecvată de transport**.

În acest sens și pentru a răspunde cerințelor politicii Uniunii Europene în domeniul energiei pentru perioada până în 2023, bazată pe trei obiective fundamentale: **siguranță energetică, dezvoltare durabilă și competitivitate**, **SNTGN Transgaz SA Mediaș** a prevăzut în planul de administrare pentru perioada 2013-2017, creșterea nivelului de adecvanță al rețelei de transport gaze naturale în vederea asigurării interoperabilității cu sistemele vecine, dezvoltarea, reabilitarea și modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale, îmbunătățirea eficienței și interconectarea cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine.

Prin realizarea obiectivelor stabilite în **Planul de dezvoltare pe 10 ani, 2014 - 2023**, **Transgaz** dorește să devină un operator de transport gaze naturale pe piața internațională a gazelor naturale, cu un sistem național de transport modernizat, inteligent, integrat la nivel european și cu un sistem de management modern aliniat la standardele de performanță și reglementările legislative internaționale.

Pe fondul dependenței semnificative a pieței europene de energie de importul de resurse energetice din Rusia și Orientul Mijlociu, rolul rezervelor de gaze naturale recent descoperite în Marea Neagră este fără îndoială major pentru siguranța energetică a României, pentru consolidarea poziției României ca un jucător important în UE ca producător și exportator de energie, pentru includerea țării pe trasele majore de transport gaze naturale ale Europei și pentru creșterea bunăstării economice a țării în deceniile ce vin.

La orizontul anului 2023, cu interconexiunile necesare, România va avea mai multe opțiuni de import de gaze naturale: prin intermediul terminalelor regionale de gaz natural lichefiat (GNL) din Grecia, Croația și Polonia, piața românească va putea achiziționa gaze din Bazinul Levantin (Mediterranean de Est); prin interconexiunea Bulgaria –România va putea fi importat gaz caspic din Coridorul Sudic de Gaz; tot prin Bulgaria ar putea fi importat suplimentar gaz rusesc, prin gazoductul South Stream.

**Conștient de această responsabilitate, managementul companiei Transgaz se află astăzi în pragul demarării unuia dintre cele mai mari și importante programe de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale din România în ultimii 20 de ani, cu proiecte de investiții estimate la 1,51 miliarde euro, proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor noi culoare de transport esențiale nu numai pentru valorificarea atât pe piața autohtonă cât și pe piețele din regiune a resurselor de gaze naturale recent descoperite în Marea Neagră dar și pentru integrarea României pe marile trasee transfrontaliere ale Coridorului Sud-Est/Nord-Vest al Europei.**

**Capabilitatea companiei de a se transforma și de a fi pregătită în anii ce urmează să facă față cerințelor generate de resursele gazeifere ale României va fi una din cele mai mari provocări întâmpinată de o companie românească (nu numai de stat) în ultimele două decenii. Abilitatea companiei de a executa acest program de investiții, nu numai că va asigura valorificarea unor resurse economice esențiale pentru bunăstarea României în viitorul apropiat și îndepărtat dar va fi și un litmus test pentru a demonstra investitorilor străini abilitatea României de a crea condiții propice de dezvoltare și atragere a investițiilor străine.**