

SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAŞ

**PLANUL DE DEZVOLTARE A
SISTEMULUI NATIONAL DE TRANSPORT
GAZE NATURALE**

2018 - 2027



CUPRINS

1. INTRODUCERE	3
1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2017 -2026	4
2. PROFILUL COMPANIEI	5
2.1 Activitatea societății	5
2.2 Acționariat	8
2.3 Organizare și conducere	9
3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE	10
4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE	12
4.1 Piața gazelor naturale din România	12
4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale	13
4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale	16
5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE	18
5.1 Consumul de gaze naturale	18
5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008 - 2016	18
5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum	18
5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2018-2035	19
5.2 Producția de gaze naturale	22
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008– 2017	22
5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale 2018 -2035	23
5.3 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale	24
5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale	24
5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale 2018 -2037	26
6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE	27
7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE	30
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria	34
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	39
7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	41
7.4 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/dinspre Republica Moldova	43
7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – Romania - Ungaria – Austria (BRUA faza 3)	45
7.6 Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	47
7.7 Interconectarea România – Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia	48
7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	50
7.9 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret – proiect nou	52

8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE - PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE SNGN ROMGAZ SA.....	54
8.1 Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale – Bilciurești	54
8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	55
8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova.....	56
8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel	57
8.5. ANALIZA PROIECTELOR DE ÎNMAGAZINARE.....	58
8.5.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):	58
8.5.2. Costul Proiectelor de înmagazinare.....	58
9. ANALIZA PROIECTELOR STRATEGICE TRANSGAZ	60
9.1 Statutul Proiectelor	60
9.2 Costul Proiectelor	61
9.3 Planificarea investiției Proiectelor Strategice Transgaz pentru perioada 2018-2027	63
9.4 Beneficiile Proiectelor	65
9.5. Comparatie TYNDP ENTSG 2017 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2018-2027.....	66
9.6 Modalități de finanțare	68
10. PLANUL DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE INVESTIȚII 2018	70
11. CONCLUZII	71
Definiții și abrevieri.....	75
Anexe : Hărți și specificații tehnice.....	76

1. INTRODUCERE

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art.22., privind obligativitatea elaborării anuale a **Planului 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 a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2018-2027**.

Documentul propune o prezentare a direcțiilor de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și a proiectelor majore pe care compania intenționează să le implementeze în următorii 10 ani. Scopul îl reprezintă 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 a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2018 – 2027 elaborat în conformitate cu prevederile **art. 125 alineatul (6) din Legea nr.123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale** cu obiectivele propuse în draftul Strategiei Energetice a României 2016 -2030 cu perspectiva anului 2050, 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

TRANSGAZ este membru al ENTSO-G (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 pentru perioada 2018 – 2027 s-a avut în vedere coordonarea cu TYNDP, GRIP și planurile de dezvoltare pe 10 ani ale celorlalți operatori din regiune.

Securitatea alimentării cu gaze naturale stă la baza oricărei politici energetice – orice întrerupere a livrărilor de gaze naturale are consecințe importante asupra economiilor statelor membre ale UE. Pentru a întări această securitate, țările Uniunii Europene trebuie să-și diversifice vectorii lor energetici și sursele energetice, dar în același timp să acționeze pentru modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale.

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 în conformitate cu normele europene de protecție a mediului.

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

Prin **Planul de Dezvoltare a 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 naturale din România urmărind totodată și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Conform prevederilor legale, documentul se supune aprobării Autorității Naționale pentru Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE). Prezenta document reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare al SNT în perioada 2017-2026.

1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2017 -2026

- Actualizarea calendarelor estimate de desfășurare a proiectelor, a valorilor și termenelor de finalizare ale proiectelor din PDSNT 2017-2026 ca urmare a finalizării unor studii de fezabilitate, fezabilitate, a unor proiecte tehnice sau a semnării unor contracte;
- Introducerea unui capitol nou privind proiectele de înmagazinare gaze naturale;
- Completarea capitolului Analiza Proiectelor strategice cu date privind proiectele de înmagazinare (date privind decizia finală de investiție, efortul financiar funcție de termenul estimat de finalizare, efortul financiar anual în perioada 2018- 2027);
- Introducerea de către Transgaz a unui proiect nou.

2. PROFILUL COMPANIEI

2.1 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), valabil până în anul 2032, sistemul național de transport gaze naturale fiind în domeniul public al statului.

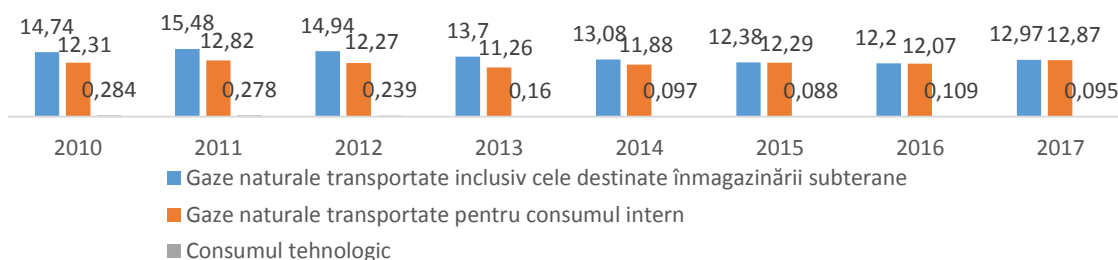
Transportul intern al gazelor naturale

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.

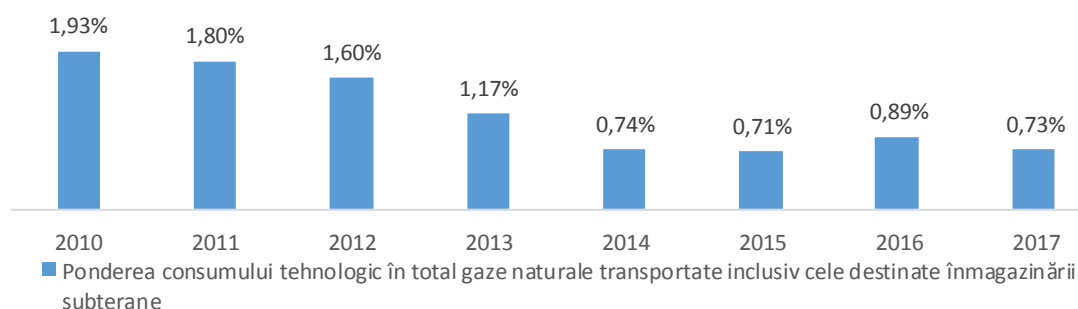
Transportul gazelor naturale este asigurat prin 13.350 km de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar.

Anul	um	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld.mc	14,74	15,48	14,94	13,70	13,08	12,38	12,20	12,97
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld.mc	12,31	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,07	12,87
Consumul tehnologic	mld.mc	0,284	0,278	0,239	0,160	0,097	0,088	0,109	0,095
Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane	%	1,93	1,80	1,60	1,17	0,74	0,71	0,89	0,73

Tabel 1- Cantitățile de gaze naturale transportate, consumul tehnologic și ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2017



Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și consum tehnologic în perioada 2010- 2017



Grafic 2 -Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2017

Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane, transportate și a consumului tehnologic pentru perioada 2018 – 2027:

Anul	um	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld.mc	12,64	12,77	20,08	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	19,53
Gaze naturale transportate	mld.mc	12,54	12,66	19,91	19,97	19,97	19,97	19,97	19,97	19,97	19,37
Consumul tehnologic	mld.mc	0,105	0,106	0,169	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,16
Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate	%	0,83	0,83	0,84	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,78

Tabel 2- Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale), transportate și consum tehnologic în perioada 2018 -2027

Transport internațional 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.

În prezent, activitatea de transport internațional gaze 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 gaze naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia.

Pe traseul menționat, la nord de localitatea Isaccea există 3 interconectări cu sistemul similar de transport internațional gaze naturale din Ucraina, care subtraversează Dunărea cu 5 conducte, iar la sud de localitatea Negru Vodă există 3 interconectări cu sistemul similar de transport internațional gaze naturale din Bulgaria.

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

- conductă de transport internațional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG (FIR I) cu următoarele caracteristici: DN 1000, L = 183,5 km și capacitate tehnică = 6,1 mld. Smc/an;
- două conducte de transport internațional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG-TK-GR (FIR II și FIR III) fiecare cu următoarele caracteristici: DN 1200, L = 186 km și capacitate tehnică = 9,6 mld. Smc/an (FIR II) și DN 1200, L = 183,5 km și 9,7 mld. Smc/an (FIR III).

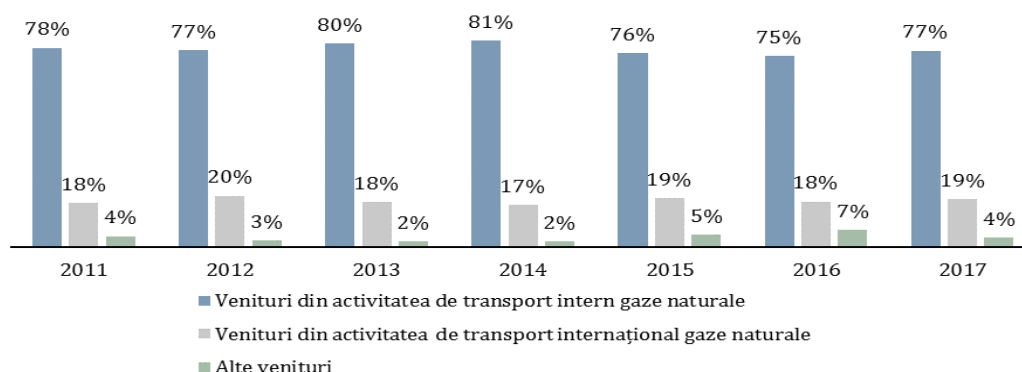
Începând cu anul gazier 2016 – 2017 capacitatea de transport a conductei T1 se comercializează pe bază de licitații, conform codului european privind mecanisme de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016. În ceea ce privește transportul prin conductele T2 și T3, acesta nu se supune în prezent reglementărilor europene privind accesul terților și se desfășoară în baza acordurilor guvernamentale și a contractelor încheiate cu "Gazprom Export".

Reglementarea acestei situații este un proces complex din cauza, în principal a unor factori care depășesc sfera de competență a Transgaz. Cu toate acestea, compania își propune rezolvarea acestor aspecte și conformarea la prevederile cadrului de reglementare european.

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; odorizare gaze naturale și transport internațional gaze naturale.

"TRANSGAZ" S.A. poate desfășura complementar și alte activități conexe pentru susținerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislația în vigoare și cu statutul propriu, putând achiziționa gaze naturale doar în scopul echilibrării și exploatării în condiții de siguranță a Sistemului Național de Transport.

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



Grafic 3- Structura veniturilor din exploatare

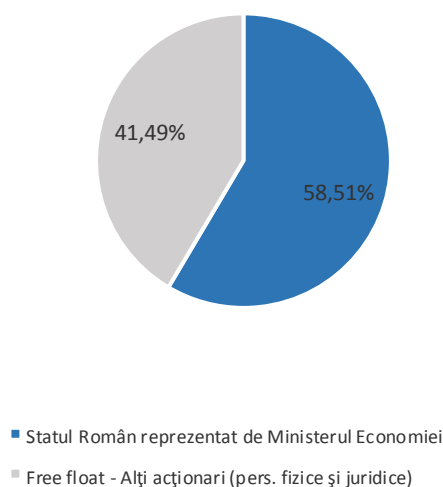
Calitatea serviciului de transport este o preocupare constantă atât a SNTGN Transgaz SA, cât și a ANRE. În scopul monitorizării calității serviciului de transport gaze naturale pe bază de indicatori specifici și niveluri de performanță minimale, începând cu data de 1 octombrie 2016 a intrat în vigoare **Standardul de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale aprobat prin Ordinul ANRE 161/26.11.2015.**

2.2 Acționariat

Listarea la BVB, în anul 2008 a 10% din capitalul social majorat al SNTGN Transgaz SA, iar mai apoi 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.

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	58,51%
Free float – Alți acționari (persoane fizice și juridice)	4.885.004	41,49%
Total	11.773.844	100,00%

Tabel 3– Acționariatul Transgaz



Grafic 4 - Structura actuală a acționariatului Transgaz

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, o companie dinamică și capabilă să își alinieze activitatea la cerințele contextului actual intern și internațional în care funcționează, a reușit să performeze și pe piața de capital, ocupând la 10 ani de la listare **locul 3 în top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București** în ultima zi de tranzacționare din anul 2017 și **locul 6 în top 10 tranzacționare pe întreg anul 2017**.

2.3 Organizare și conducere

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 auditare.

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.

SNTGN "TRANSGAZ" SA (Transgaz) își desfășoară activitatea în următoarele locații:

- Sediul Transgaz: Municipiul Mediaș, str. Piața C.I. Motaș nr. 1, jud. Sibiu, cod 551130;
- Departamentul Exploatare și Mentenanță: Municipiul Mediaș, str. George Enescu nr.11, jud. Sibiu, cod 551018;
- Departamentul Proiectare și Cercetare: Municipiul Mediaș, str. Unirii nr. 6, jud. Sibiu, cod 550173;
- Direcția Operare Piață Gaze București: Municipiul București, Calea Dorobanți nr.30, sector 1, cod 010573;
- Reprezentanța Transgaz–România: Municipiul București, Bld.Primăverii, nr.55;
- Reprezentanță Transgaz Bruxelles–Belgia: Bruxelles, str. Luxembourg nr. 23;
- Reprezentanță Transgaz Chișinău–Republica Moldova;
- Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale: Municipiul București, Calea Victoriei, nr.155, sector 1, cod 010073;
- Ateliere Proiectare Cercetare Brașov, str. Nicolae Titulescu Nr. 2;
- Societate cu Răspundere Limitată „EUROTRANSGAZ”: MD-2004,Bd.Ștefan cel Mare și Sfânt, 180, of.506, mun. Chișinău, Republica Moldova.

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 zăcămintele 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, concesiuni realizate de terți etc), în condițiile în care infrastructura de transport gaze naturale a rămas aceeași.

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 40 bar, cu excepția transportului internațional (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.

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la data de 31.12.2017:

- 13.350 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de transport internațional gaze naturale;
- 1.126 stații de reglare măsurare gaze naturale (SRM)-(1.233 direcții de măsurare);
- 58 stații de comandă vane (SCV, NT);
- 6 stații de măsurare a gazelor naturale din import;
- 6 stații de măsurare amplasate pe conductele de transport internațional gaze naturale (SMG);
- 3 stații de comprimare gaze naturale (SCG), cu o putere instalată de cca. 28,94 MW, cu o capacitate maximă de comprimare de 650.000 Nmc/h adică 15.600.000 Nmc/zi;
- 1.042 stații de protecție catodică (SPC);
- 872 stații de odorizare gaze naturale (SOG).

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 intern și transport internațional de gaze naturale.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de intrare/ieșire în/din SNT este de 149.034 mii mc/zi (54,39 mld mc/an) la intrare și de 243.225 mii mc/zi (88,77 mld mc/an) la ieșire.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de interconectare amplasate pe conductele de transport internațional este de cca 70.000 mii mc/zi (25,55 mld mc/an), atât la intrare cât și la ieșirea din țară.

Sistemul de înmagazinare gaze naturale cu o capacitate totală de 3,131 mld. mc, 33,93 TWh este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de gaze naturale și echilibrarea sistemului.

Capacitatea de transport intern și internațional a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm.

Capacitatea de comprimare este asigurată de 3 stații de comprimare gaze (Șinca, Onești și Siliștea), amplasate pe principalele direcții de transport și care dispun de o putere instalată de cca. 28,94 MW, cu o capacitate maximă de comprimare de 650.000 Nmc/h adică 15.600.000 Nmc/zi. În perioada 2010 - 2016 s-au parcurs etape ale unor lucrări de reabilitare/modernizare la aceste stații de comprimare.

Deși, din perspectiva duratei de funcționare, peste 72% din cei **13.350 km de conducte transport gaze naturale** necesită reabilitare și modernizare având durata de funcționare mai mare de 20 de ani, 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 **1.042 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 96% din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic.

Din cele **1.126 stații de reglare măsurare (1.233 direcții de măsurare)**, 948 sunt integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA.

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

Conducte de interconectare transfrontalieră

În prezent importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin 5 conducte de interconectare transfrontalieră (a se vedea Figura 14).

Interconectare cu **UCRAINA**:

1. Conducta de interconectare **Orlovka (UA) – Isaccea (RO)** cu următoarele caracteristici: DN 1000, Capacitate = 8,6 mld.mc/an și $P_{\max} = 55$ bar;
2. Conducta de interconectare **Tekovo (UA) – Medieșu Aurit (RO)** cu următoarele caracteristici: DN 700, Capacitate = 4,0 mld.mc/an, și $P_{\max} = 70$ bar.

Interconectare cu **UNGARIA**:

3. Conducta de interconectare **Szeged (HU) – Arad (RO)- Csanadpalota** cu următoarele caracteristici tehnice: DN 700, Capacitate = 1,75 mld.mc/an și $P_{\max} = 63$ bar.

Interconectare cu **REPUBLICA MOLDOVA**:

4. Conducta de interconectare **Ungheni (MO) – Iași (RO)** cu următoarele caracteristici tehnice: DN 500, Capacitate = 1,5 mld.mc/an și $P_{\max} = 50$ bar.

Interconectarea cu **BULGARIA**:

5. Conducta de interconectare **Ruse (BG) – Giurgiu (RO)** cu următoarele caracteristici tehnice: DN 500, Capacitate = 1,5 mld.mc/an și $P_{\max} = 40$ bar

4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

4.1 Piața gazelor naturale din România

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România¹ cuprinde:

- 1 operator al Sistemului Național de Transport - SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ;
- 7 producători de gaze naturale: OMV Petrom SA, SNGN Romgaz SA, SC Amromco SRL, SC Foraj Sonde SA, SC Raffles Energy SRL, Stratum Energy România LLC Wilmington Sucursala București, SC Hunt Oil SRL;
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz – Sucursala de Înmagazinare Subterană a Gazelor Naturale Ploiești, SC Depomureș GDF Suez;
- 38 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale - cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid;
- 75 de furnizori care activează pe piața en-gross.

Piața internă de gaze naturale are două componente:

- **segmentul concurențial** care cuprinde:
 - *pieța 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;
 - (iii) alte tipuri de tranzacții sau contracte.
 - *pieța 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 a pieței naționale de gaze naturale fiind de 100%.

¹Sursa www.anre.ro

Dezvoltarea pieței de gaze naturale interne are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze naturale;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- stimularea descoperirii 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;
- flexibilitatea sistemului de înmagazinare.

Transgaz în calitate de operator tehnic al SNT – are un rol deosebit de important în asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale a țării și în funcționarea corespunzătoare a pieței naționale a gazelor naturale.

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

REPUBLICA BULGARĂ

Operator de transport	Bulgartransgaz
Lungimea sistemului de transport	2.765 km
Puterea stațiilor de comprimare	Transport : 319 MW Înmagazinare: 10 MW
Interconectări	Negru Vodă I, II și III – Transgaz RO Kulata/Sidirokastron – DESFA GR Strandja/Malkoclar – BOTAS TR Kyustendil/Zidilovo – GA-MA MK Ruse/Giurgiu - Transgaz RO
Înmagazinări	Chiren – Bulgartransgaz Capacitate totală 563 mil. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2016)	2,985
Import gaze naturale (mld. mc) (2016)	2,8816
Producția internă (mld. mc) (2016)	0,0852
Proiecte viitoare	Interconectarea sistemelor naționale de transport gaze naturale dintre Bulgaria – Serbia Interconectorul Grecia – Bulgaria Construirea unei conducte de gaze între BG – RO (investițiile în sistemul bulgaresc pentru creșterea capacității în cadrul proiectului BRUA) Interconectarea Turcia – Bulgaria Reabilitarea, Modernizarea și Dezvoltarea SNT Eastring – Bulgaria Extinderea capacității de înmagazinare de la Chiren Construirea unei conducte pentru creșterea capacității și interconectarea cu sistemul existent, sub forma unui inel, între SC Valchi Dol și statia de robineti Novi Iskar Construirea unei conducte între Varna și Oryahovo Construirea unei conducte pentru creșterea capacității și interconectarea cu sistemul existent, sub forma unui inel, între SC Provadia și Rupcha Construirea unor noi depozite pe teritoriul Bulgariei

Sursa: www.bulgartransgaz.bg, <http://ec.europa.eu/eurostat>, www.gie.eu, entsog.eu

SERBIA

Operator de transport	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
Înmagazinări	Banatski Dvor SRBIJAGAS Capacitate totala 450 mil. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2016)	2,1015
Import gaze naturale (mld. mc) (2016)	1,5883
Producția internă (mld. mc) (2016)	0,4628
Proiecte viitoare	Interconectarea cu România pe direcția Mokrin – Arad Interconectări cu Bosnia și Herțegovina pe direcția Novo Selo-Bijeljina Interconectare cu Bulgaria pe direcția Nis-Dimitrovgrad Realizarea înmagazinării Banatski Dvor (capacitate între 800 milioane și 1 miliard metri cubi de gaz) Realizarea înmagazinării Itebej (capacitate între 800 milioane și 1 miliard metri cubi de gaz)

Sursa: Internet, <http://ec.europa.eu/eurostat>

UNGARIA

Operatori de transport	FGSZ
Lungimea sistemului de transport	5.782 km
Puterea stațiilor de comprimare	240 MW
Interconectări	Beregdaroc – Ukrtransgas (UA) Mosonmagyaróvár – OMV Gas (AT) Kiskundorozsma – Srbijagas (RS) Csanadpalota – Transgaz (RO) Dravaszerdahely – Plincro (HR) Balassagyarmat - Eustream Slovacia (SK)
Înmagazinări	Zsana Magyar Foldgastarolo Hajuszoboszlo Magyar Foldgastarolo Pusztaderics Magyar Foldgastarolo Kardosku Magyar Foldgastarolo Szoreg -1 MMBF Foldgastarolo Capacitate totala 6 mld. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2016)	8,9196
Import gaze naturale (mld. mc) (2016)	8,0281
Producția internă (mld. mc) (2016)	1,5875
Proiecte viitoare	Reverse flow Romania – Ungaria, secțiunea maghiară, faza 1 Interconectorul Slovenia – Ungaria Secțiunea maghiară a proiectului Tesla Reverse flow HU – UA Easting – Ungaria Construirea unei conducte între Varosfold – Ercsi – Gyor Construirea unei conducte între Ercsi – Szazhalombatta Construirea unei alte stații de comprimare la Varosfold Reverse flow Romania – Ungaria, secțiunea maghiară, faza 2 Coridorul de transmisie BG-RO-HU-AT Construirea unei alte stații de comprimare la Hajduszoboszlo Construirea unei conducte de tranzit Vecses – Varosfold

Sursa: , <https://fgsz.hu>, <http://ec.europa.eu/eurostat>, entsog.eu

UCRAINA

Operator de transport	Ukrtransgas filială a Naftogaz
Lungimea sistemului de transport	38.550 km conducte (367.000 km rețele de distribuție a gazelor naturale)
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 263 MW Inmagazinare: 10 MW
Interconectări	Orlovka – Isaccea (RO) Tekovo – Medieșu Aurit (RO) Platovo RU/ UA Prokorovka RU/UA Sokhranovka RU/UA Pisarevka RU/UA Serebryanka RU/UA Valuyki RU/UA Belgorod RU/UA Sudzha RU/UA Kobryn Belarus-UA Hermanowice – Polonia/UA Budince- Slovacia/UA Beregdaroc (HU)- Beregovo (UA) Oleksiivka - MD/UA Grebenyky – MD/ UA
Inmagazinări	13 instalații subterane de stocare cu o capacitate de 31 mld. mc ³ Krasnopopivske - PJSC Ukrtransgaz Olyshivske – PJSC Ukrtransgaz Bohorodchanske – PJSC Ukrtransgaz Uherske (XIV-XV) – PJSC Ukrtransgaz Oparske – PJSC Ukrtransgaz Solokhivske – PJSC Ukrtransgaz Dashavske – PJSC Ukrtransgaz Kehychivske – PJSC Ukrtransgaz Chervonopartyzanske – PJSC Ukrtransgaz Bilche-Volytsko-Uherske – PJSC Ukrtransgaz Proletarske – PJSC Ukrtransgaz Verhunske – PJSC Ukrtransgaz Hlibovske – PJSC Chornomornaftogaz
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2016)	28,4481
Import gaze naturale (mld. mc) (2016)	9,7875
Producția internă (mld. mc) (2016)	16,8607
Proiecte viitoare	Este important de subliniat interesul manifestat de Ucraina atât pentru reverse flow fizic în punctele de interconectare cu sistemul românesc, dar mai ales în punctul Isaccea 1, astfel putându-se asigura livrări de gaze naturale provenite din sud-est prin intermediul sistemului de transport bulgar și a firului I de tranzit.

Sursa: utg.ua, <http://ec.europa.eu/eurostat>, www.entsog.eu, www.gie.eu

REPUBLICA MOLDOVA

Operator de transport	Moldovatrangaz și Vestmoldrangaz
Lungimea sistemului de transport	~ 1.600 km
Puterea stațiilor de comprimare	3 stații de comprimare (75,5 mW) + o stație de măsurare a gazelor (cu o capacitate de 80,0 ml./24h)
Interconectări	Ungheni (IUC) RO-MD SMG Alexeevca (ACB) UA-MD SMG Grebeniki (ATI) UA-MD SMG Grebeniki (RI, SDKRI) UA-MD SMG intermediare Ananiev/Orlovca (ACB) UA-MD SMPG Limanscoe (TO 3) UA-MD Căușeni (ATI) MD-UA Căușeni (RI, SDKRI) MD-UA
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2016)	0,9653
Import gaze naturale (mld. mc) (2016)	1,0372
Producția internă (mld. mc) (2016)	0,0001
Proiecte viitoare	Construcția rețelei de transport a gazelor naturale Ungheni – Chișinău cu două stații de predare a gazelor naturale amplasate în mun. Chișinău și a unei stații de predare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni, localitatea Semenii. Construcția rețelei de transport al gazelor naturale cu DN 500 pe segmentul Ungheni – Bălți, cu conectarea în rețeaua de transport din Nordul republicii Ananiev-Cernăuți- Bogorodicieni. Construcția stației de comprimare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni.

Sursa: www.moldovatrangaz.md, <http://ec.europa.eu/eurostat>

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 implementarea unor proiecte noi de infrastructură, țările vecine caută diversificarea acestora în scopul evident al creșterii siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale și nu în ultimul rând al asigurării condițiilor de competitivitate a prețurilor.

Orientarea operatorilor sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine 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 curgerea în sens invers cu Ungaria și a implementat proiectul de asigurare a fluxurilor reversibile cu Slovacia. Este important de subliniat interesul manifestat de Ucraina atât pentru reverse flow fizic în punctele de interconectare cu sistemul românesc, dar mai ales în punctul Isaccea 1, astfel putându-se asigura livrări de gaze naturale provenite din sud-est prin intermediul sistemului de transport bulgar și a firului I de transport internațional gaze naturale.

Sursa: <http://www.dw.com/en/slovakia-opens-reverse-flow-pipeline-to-carry-gas-to-ukraine>
<https://spectator.sme.sk/c/20051881/fico-and-yatsenyuk-open-reverse-gas-flow-pipe.html?ref=av-center>

- **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 interconectarea cu Bosnia, Herțegovina și Bulgaria și România.
- **Bulgaria** la rândul său, depune eforturi pentru realizarea interconectorului Grecia – Bulgaria și a unei noi interconectări cu Turcia pentru a putea beneficia atât de gazele naturale din regiunea Mării Caspice cât și de Gazele Naturale Lichificate din terminalele LNG din Grecia, în vederea transportării acestora spre piețele central europene.

În tot acest tablou **România** este țara cu piața 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, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

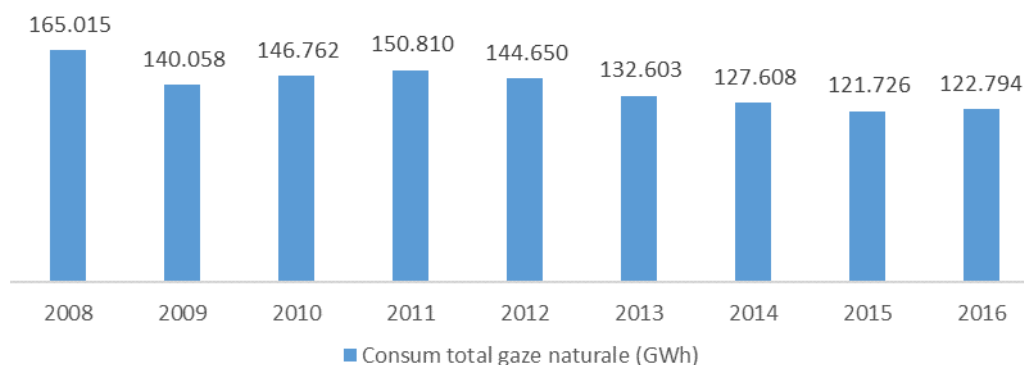
În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află actualmente în fața unei provocări majore: dezvoltarea - în cel mai scurt timp posibil - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate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

5.CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE

5.1 Consumul de gaze naturale

5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008 - 2016

Consumul total de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008 –2016, exprimat în GWh se prezintă astfel:



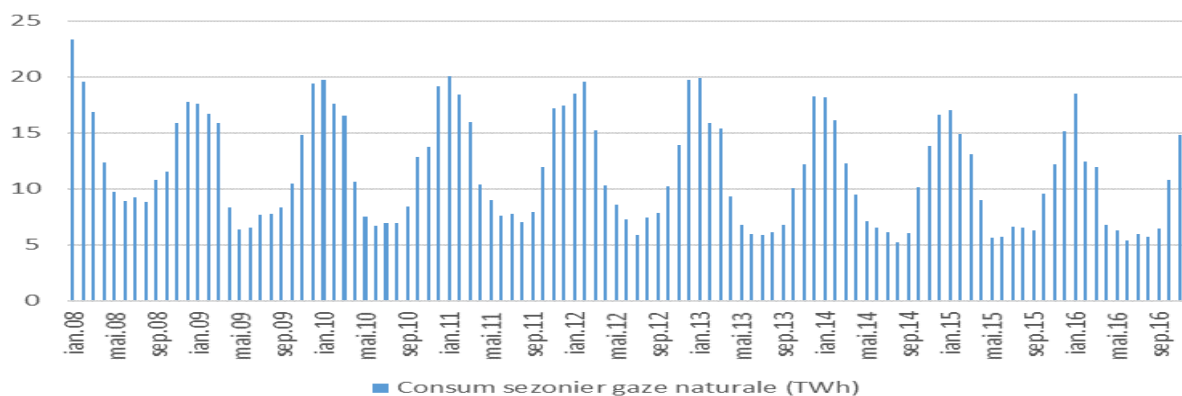
Grafic 5--Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008 –2016 (GWh)
 Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2008-2015 și intern pentru 2016

Consumul intern de gaze naturale s-a stabilizat în ultimii ani, după o perioadă de descreștere accentuată.

5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum

În funcție de sezon (iarnă, vară), consumul de gaze naturale variază, rețeaua de transport gaze naturale confruntându-se cu diferite niveluri ale cererii de transport.

Variația sezonieră din perioada 2008 – 2016 este reprezentată în graficul următor:



Grafic 6 - Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008 -2016
 Sursa: Raportări ANRE

Elemente cheie pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale în perioade critice sunt valorile istorice de consum gaze naturale din **ziua cu cel mai mare consum** din an și din **perioada de 14 zile consecutive cu cel mai mare consum** din an.

Istoric cele două elemente cheie se prezintă astfel:

Maxim zilnic de consum și 14 zile consum maxim				
	Consum maxim 1 zi (GWh)	Data	Consum maxim 14 zile (GWh)	Perioada
2008	797,7	5 ianuarie	10.859,8	2-15 ianuarie
2009	745,5	22 decembrie	9.708,5	11 -24 decembrie
2010	710,4	31 decembrie	9.480,6	22 ian.-4 februarie
2011	732,7	1 februarie	9.858,7	24 ian. -6 februarie
2012	773,2	1 februarie	10.278,3	30 ian.-11 februarie
2013	721,0	10 ianuarie	9.209,1	7-20 ianuarie
2014	734,9	31 ianuarie	9.677,7	25 ian.-7 februarie
2015	647,5	9 ianuarie	8.393,3	1-14 ianuarie
2016	728,5	22 ianuarie	8.874,6	15-28 ianuarie
2017	751,1	9 ianuarie	9.736,1	7-20 ianuarie

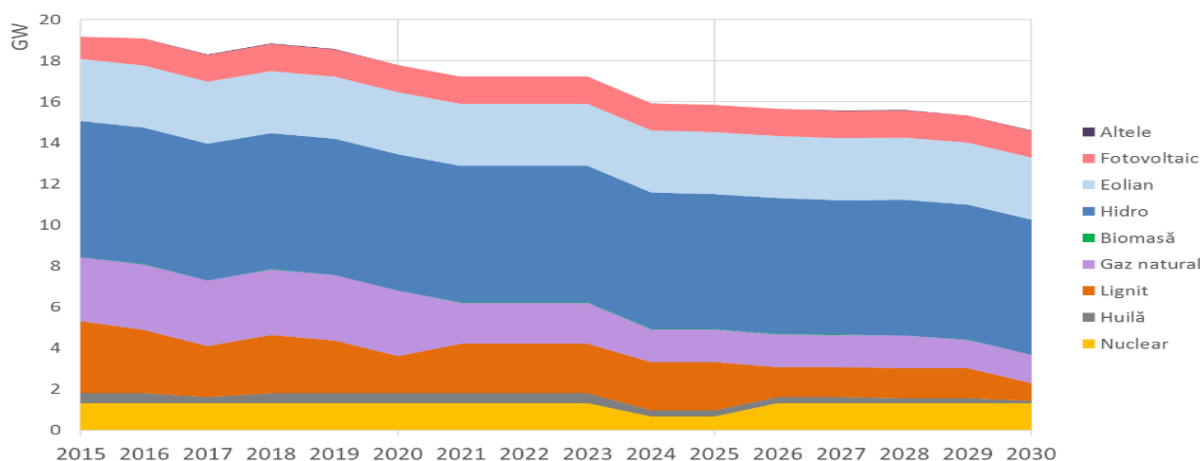
Tabel 4 - PEAK și consum maxim 14 zile

5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2018-2035

Pentru elaborarea prognozelor de consum gaze naturale s-au luat în considerare următoarele:

1. Prognoza mixului energiei electrice

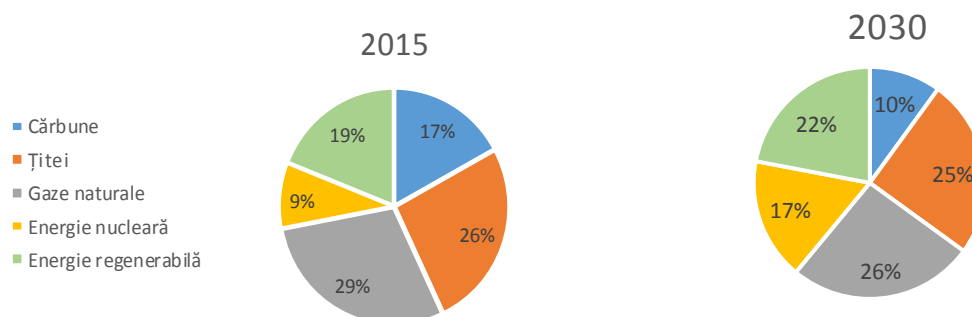
Mixul energiei electrice, conform darftului Strategiei Energetice a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050, este și va rămâne echilibrat și diversificat:



Grafic 7–Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile, fără investiții în capacități noi
Sursa : Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 - draft

Gazul natural a avut, conform graficului următor, în 2015 o pondere de 29% (121 TWh) în mixul energiei primare, fiind urmat de țiței, cu o pondere de 26% (101 TWh).

Pentru anul 2030, draftul Strategiei Energetice a României 2016-2030, arată o scădere a gazului natural în mixul energiei primare la 26% (106 TWh), o scădere a consumului de țiței la 25% și scădere a contribuției cărbunelui la 10%. În schimb, se dublează contribuția energiei nucleare și crește cea a energiei provenite din biomasă (inclusiv biogaz).



Grafic 8 – Structura mixului energiei primare în 2015 și 2030
 Sursa : Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 - draft

Gazele naturale au deci o pondere importantă în consumul intern de energie primară, datorită disponibilității relativ ridicate a resurselor autohtone, a impactului redus asupra mediului înconjurător și a capacității mărite de a echilibra energia electrică produsă din surse regenerabile intermitente (eoliene și fotovoltaice), dată fiind flexibilitatea centralelor de generare pe bază de gaze.

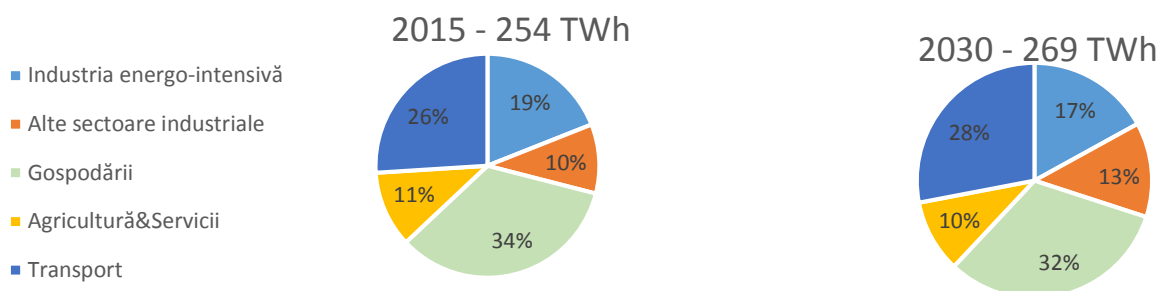
Deși ponderea gazului natural în mixul de energie primară rămâne ridicată (conform graficului de mai sus), se prevede totuși **o scădere a consumului de gaze naturale** pe seama **creșterii contribuției energiei nucleare și a energiei provenite din biomasă** în mixul de energie primară al României.

2. Prognoza cererii de energie pe sectoare de activitate

Consumul brut de energie al României a scăzut semnificativ în ultima perioadă, ajungând în 2015 la 377 TWh, iar consumul final la 254 TWh.

Rezultatele modelării, din draftul Strategiei Energetice a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050, estimează consumul brut de energie în 2030 la 394 TWh (creștere cu 4% față de 2015), iar consumul final de energie la 269 TWh (creștere cu 6% față de 2015).

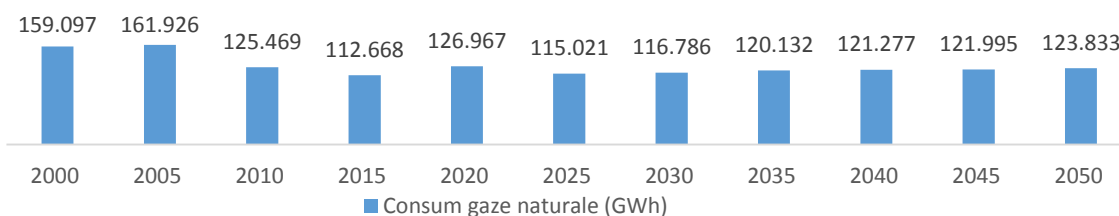
Structura sectorială a cererii de energie finală în 2015 și 2030 este prezentată în Graficul 9. Se remarcă o ușoară **scădere a consumului rezidențial ca efect al creșterii eficienței energetice**, precum și **creșterea consumului de gaze naturale în transporturi și în industrie** datorită impactului redus al gazului natural asupra mediului.



Grafic 9 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2015 și 2030
Sursa : Strategia energetică a României 2016 – 2030 cu perspectiva anului 2050 – draft

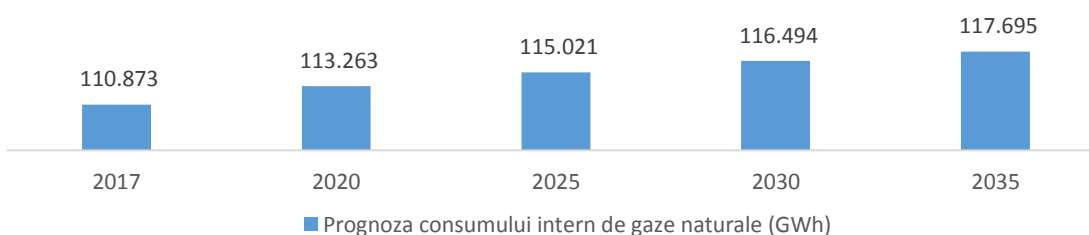
3. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Conform scenariului de referință al Comisiei Europene (REF 2016) evoluția consumului de gaze naturale în România în perioada 2000 -2050 este următoarea:



Grafic 10 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000 -2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

Urmare a acestor 3 considerente luate în calcul la prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2017 – 2035 estimăm:

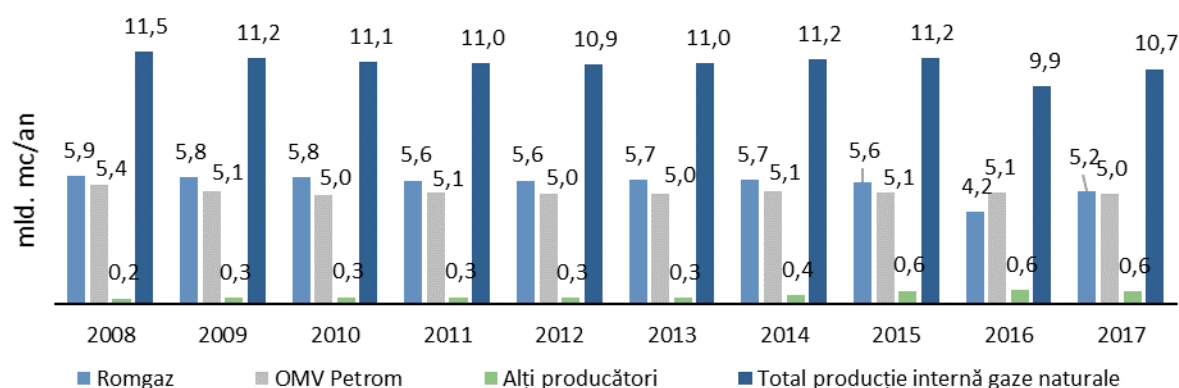


Grafic 11 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2017 – 2035
Sursa: Analiză internă

5.2 Producția de gaze naturale

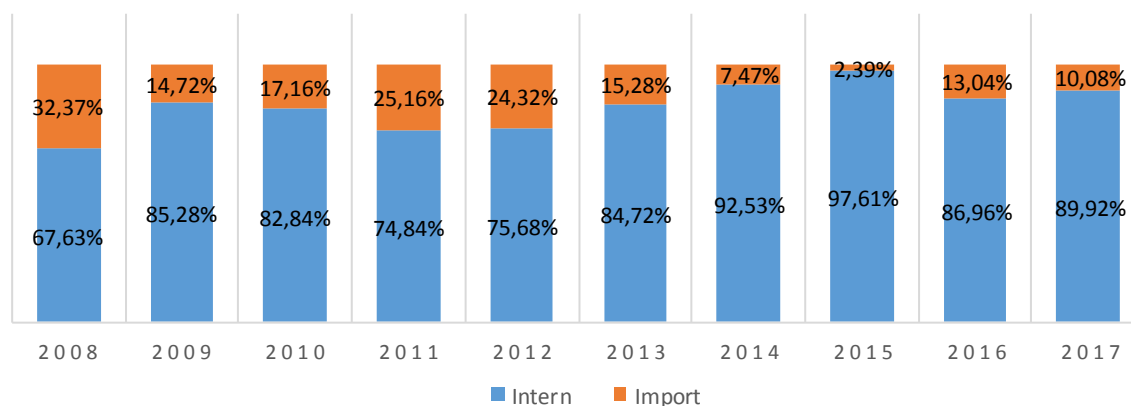
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008– 2017

Producția internă de gaze naturale (mld.mc) în perioada 2008 –2017 funcție de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 12 - Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008–2017 (mld mc/an)
Sursa: Intern - Dispecerat

Sursele de aprovizionare cu gaze naturale gaze naturale în perioada 2008 – 2017, se prezintă astfel:



Grafic 13- Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008 – 2017
Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2008 – 2015 și intern pentru 2016 și 2017

Producția internă relativ constantă și consumul în scădere au redus ponderea anuală a importurilor de gaze naturale de la 15% în 2013 la 7,5% în 2014 și la doar 2,5% în 2015, dar din anul 2016, pe fondul cotațiilor în scădere ale petrolului, importurile prin contracte pe termen lung au ajuns la prețuri egale sau chiar mai mici decât cele din producția internă. În anii ce urmează, pentru producătorii de gaze naturale din România va fi importantă menținerea la un nivel competitiv a prețului gazelor naturale în raport cu sursele din import.

De asemenea, până în anul gazier 2015-2016, tariful de rezervare de capacitate în SNT gaze naturale pe intrările din import a fost mai mare decât cel pe intrările din producția internă, astfel că producția locală a beneficiat de un avantaj competitiv. Începând cu anul gazier 2016-2017, rezervarea pe ambele tipuri de puncte (intrare/ieșire) se face la același tarif.

Prin urmare, competitivitatea și viteza de reacție la mișcările pieței devin elemente esențiale în strategia fiecărui producător și importator.

5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale 2018 -2035

Pentru elaborarea prognozelor de producție gaze naturale s-au luat în considerare următoarele:

1. Prognozele din draftul Strategiei Energetice a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050

Conform draftului Strategiei Energetice a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050, **producția anuală este de așteptat să scadă ușor, până la o medie de 9-10 mld. mc pentru perioada 2016-2030.**

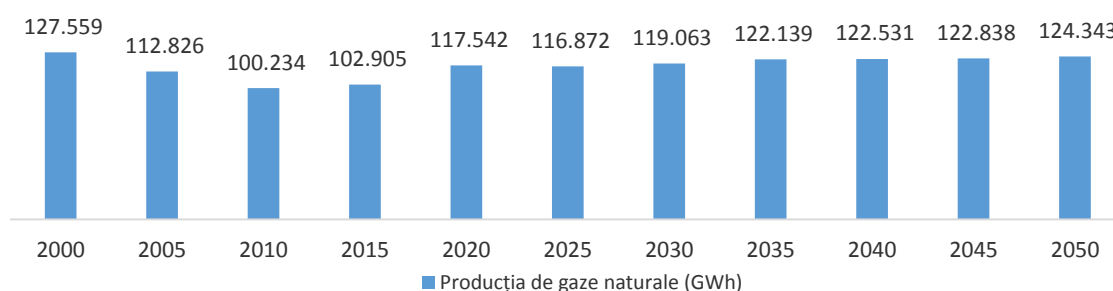
Deoarece producția *onshore* este de așteptat să scadă, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri este condiționată de dezvoltarea rezervelor recent descoperite în Marea Neagră.

Momentul în care va începe producția gazului din zăcămintele *offshore* are un grad ridicat de incertitudine, astfel că draftul Strategiei Energetice a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050 prevede următoarele scenarii, funcție de evoluția prețului:

- producția din Marea Neagră ar urma să ajungă la vârf în jurul anului 2025 - scenariu ce presupune o revenire rapidă a prețului la nivel ridicat;
- producția din Marea Neagră ar urma să ajungă la vârf cel târziu în anul 2030 - scenariu ce presupune o persistență a prețurilor medii-scăzute.

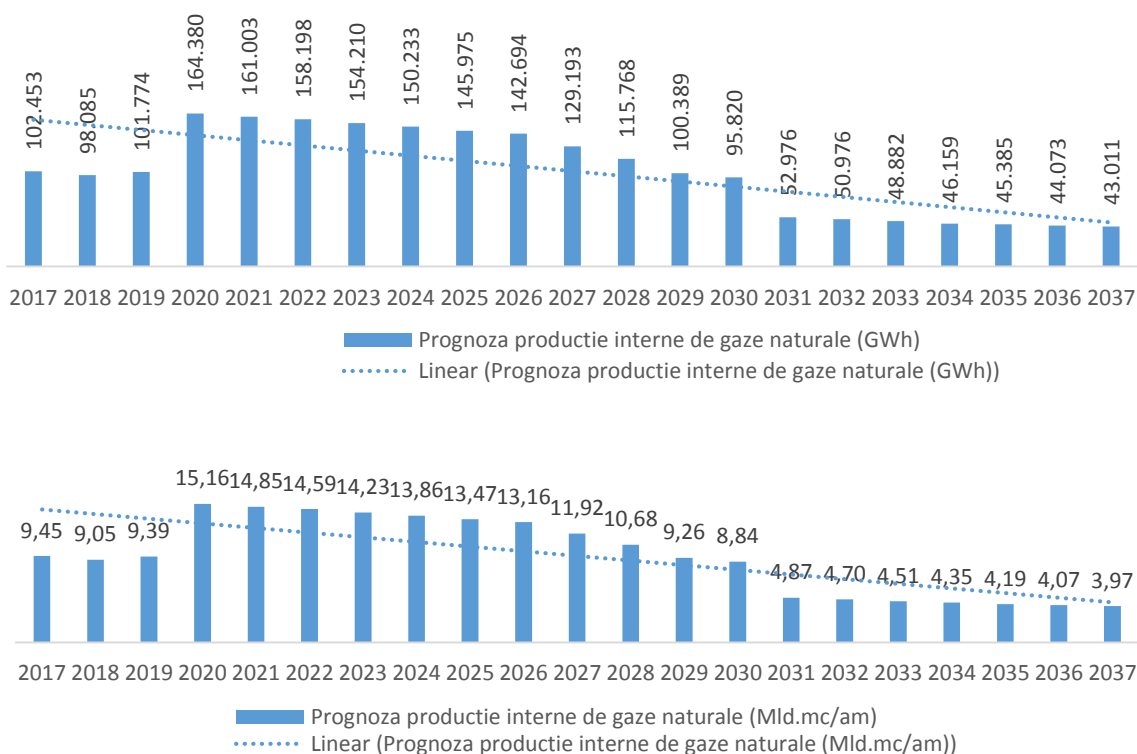
2. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

Conform scenariului de referință al Comisiei Europene (REF 2016) evoluția producției de gaze naturale în România în perioada 2000 -2050 este următoarea:



Grafic 14 – Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000 – 2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

Luând în considerare prevederile draftului Strategiei Energetice a României 2016-2030 de scădere a producției interne și estimările producătorilor offshore de gaze naturale, prognoza producției de gaze naturale se prezintă astfel:



Grafic 15 – Proгноза producției interne de gaze naturale în perioada 2017 – 2037
Sursa : draftul Strategiei Energetice a României 2016-2030

5.3 Înmagazinarea subterană a gazelor naturale

5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale are un rol major în asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, facilitând echilibrarea balanței consum - producție internă - import de gaze naturale, prin acoperirea vârfurilor de consum cauzate în principal de variațiile de temperatură, precum și menținerea caracteristicilor de funcționare optimă a sistemului național de transport gaze naturale, în scopul obținerii de avantaje tehnice și economice.

Totodată, înmagazinarea subterană a gazelor naturale are rolul strategic de a asigura furnizarea de gaze naturale din depozitele de înmagazinare, în cazuri de forță majoră (calamități, cutremure și alte evenimente neprevăzute).

Noile reglementari UE depășesc cadrul creat în 2010 și cer țărilor UE să conlucreze în sensul identificării potențialelor întreruperi în aprovizionarea cu gaze naturale și să agreeze acțiunile comune care pot preveni sau elimina consecințele întreruperii alimentării cu gaze naturale. A fost astfel creat un nou principiu, cel al solidarității statelor membre, care trebuie să reducă riscul de dependență de sursele externe.

Obiectivul CE este asigurarea măsurilor necesare pentru a garanta continuitatea furnizării de gaze naturale în întreaga Uniune Europeană, în special pentru clienți protejați în caz de condiții climatice dificile sau de perturbare a furnizării de gaze.

Activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este o activitate reglementată și poate fi desfășurată numai de operatori licențiați de către ANRE în acest scop. Tarifele pentru desfășurarea activității de înmagazinare subterană sunt tarife reglementate aprobate de ANRE.

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este asigurată în România prin intermediul a 7 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu o capacitate activă totală de 33,93 TWh pe ciclu de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 262,45 GWh/zi și capacitate de extracție de 348,68 GWh/zi.

La nivel național, raportul dintre volumul gazului de lucru și consumul anual a fost de cca. 27% în anul 2016, situat în prima jumătate a clasamentului valorilor practicate în Europa la nivelul anului 2015 (Marea Britanie 6,4%; Spania: 9,8%; Olanda: 40,6%, Polonia: 19,9%; Italia: 26,2%; Germania: 29,8%; Franța: 29,5%; Danemarca: 33,6%; Ungaria: 69,6%).

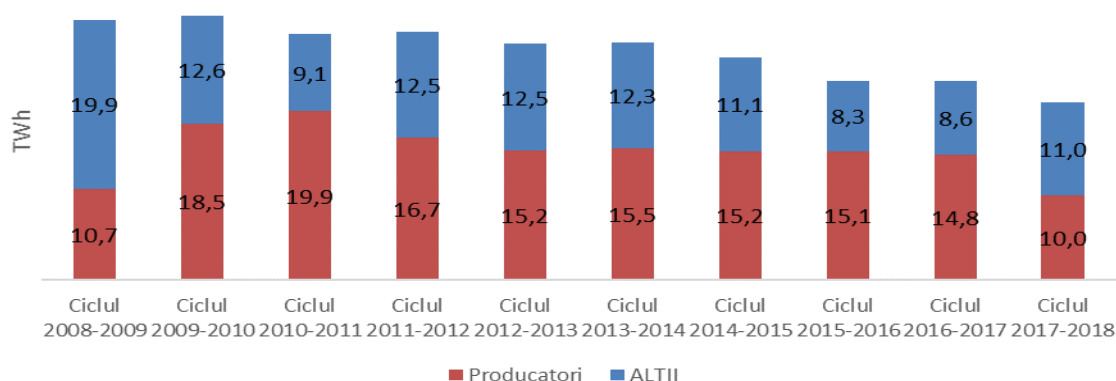
În prezent, pe piața de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare: Romgaz care deține licență pentru operarea a 6 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate cumulată reprezintă 90,7% din capacitatea totală de înmagazinare și Depomures, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,15 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,3% din capacitatea totală de înmagazinare.

Capacitatea depozitelor de înmagazinare subterană				
Depozit de înmagazinare subterană	Operator depozit	Capacitatea activă	Capacitatea de extracție	Capacitatea de injecție
		TWh/ciclu	GWh/zi	GWh/zi
Bălăceanca	Romgaz	0,55	13,18	10,98
Bilciurești	Romgaz	14,33	152,78	109,13
Cetatea de Baltă	Romgaz	0,65	2,13	0
Ghercești	Romgaz	1,63	21,4	21,4
Sărmășel	Romgaz	9,6	79,03	68,5
Urziceni	Romgaz	4,02	50,16	33,44
Târgu Mureș	Depomureș	3,15	30,00	19,00
Total		33,93	348,68	262,45

Sursa: Raportări <https://agsi.gie.eu/#/>

Pentru asigurarea siguranței în aprovizionare legislația națională actuală reglementează nivelul stocului minim de gaze naturale care trebuie constituit de către fiecare furnizor și pentru fiecare segment de piață.

Sub aspectul istoricului de rezervare de capacitate, în perioada 2008-2017 situația este descrisă mai jos:



Grafic 16 – Capacități rezervate în perioada 2008-2018

Sursa : informații din surse interne SNGN ROMGAZ SA

5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale 2018 -2037

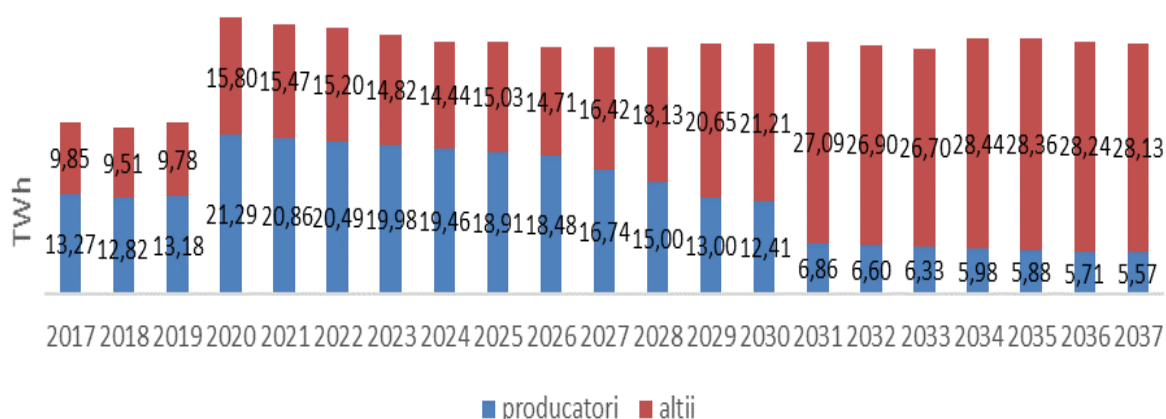
Luând în considerare atât Comunicarea din partea Comisiei către Parlamentul European, Consiliu, Comitetul European Economic și Social și Comitetul Regiunilor privind o strategie a Uniunii Europene pentru gaze naturale lichefiate și pentru înmagazinarea gazelor naturale din 2016, cât și Strategia Energetică a României 2016-2030, pentru activitatea de înmagazinare se desprind tendințele:

- de ajustare a gradului de interconexiune și a reglementărilor cu scopul de a îmbunătăți nivelul de cooperare regională, pentru a facilita disponibilitatea transfrontalieră și pe plan regional a capacităților de înmagazinare existente în prezent;
- de modernizare a capacităților de înmagazinare de gaz natural existente și de creare a unui grad sporit de flexibilitate, inclusiv prin utilizarea în regim multiciclu a capacităților de înmagazinare, contribuind astfel la realizarea unei piețe naționale competitive de gaze și la dezvoltarea piețelor de energie și a unor mecanisme regionale de securitate energetică, după regulile comune ale UE.

În acest sens, dar și în corelare cu acțiunile de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale și de dezvoltare a perimetrelor offshore din Marea Neagră, proiectele de investiții în înmagazinare promovate de SNGN Romgaz SA pentru perioada 2018-2027 cuprind următoarele acțiuni:

- investiții în modernizări ale depozitelor de înmagazinare în scopul creșterii capacității de livrare zilnică a gazelor;
- elaborarea de analize și studii care privesc creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale și prin promovarea proiectelor ca proiecte de interes comun;
- evaluarea posibilităților de transformare a unui depozit de înmagazinare într-un depozit cu operare multiciclu (program pilot).

Pe fondul prognozei producției interne de gaze naturale conform prevederilor Strategiei Energetice a României 2016-2030 (draft) și a noilor surse de aprovizionare cu gaze naturale de pe Coridorul NSI East Gas cuprinse în TYNDP 2017, o prognoza a evoluției necesarului de capacitate de înmagazinare pentru perioada 2018-2037 este următoarea:



Grafic 17 – Prognoza necesarului de capacitate de înmagazinare pentru perioada 2018- 2037

6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE

În anul 2017 a fost introdusă o nouă reglementare europeană privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale și anume Regulamentul (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017 care prevede îndeplinirea mai multor obiective, printre care:

- realizarea de către ENTSG a unei simulări la nivelul UE pentru situația de întrerupere a furnizării sau de defecțiune a sistemului cu scopul de a identifica principalele riscuri la nivelul UE privind întreruperea alimentării cu gaze naturale;
- cooperarea dintre Statele Membre în cadrul grupurilor regionale cu scopul de a evalua riscurile comune privind siguranța în aprovizionare și pentru a elabora și conveni asupra unor măsuri comune preventive și de răspuns;
- introducerea principiului solidarității conform căruia Statele Membre trebuie să se ajute reciproc astfel încât să garanteze în permanență aprovizionarea cu gaze naturale pentru consumatorii vulnerabili chiar și în timpul celor mai severe situații de criză;
- îmbunătățirea transparenței: companiile de gaze naturale trebuie să notifice în mod oficial autoritatea națională privind contractele pe termen lung care pot fi relevante pentru siguranța în furnizare;
- stabilirea unui cadru prin care decizia privind o curgere permanentă bidirecțională a conductelor ia în calcul opiniile tuturor țărilor UE pentru care respectivul proiect aduce un beneficiu.

Pentru a răspunde cerințelor Regulamentului (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017, Art.5, Transgaz trebuie să demonstreze 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 și în cazul în care autoritatea competentă 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 iau 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 zonei luate în calcul (România) 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 tehnică² 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:

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

unde:

„Zonă luată în calcul” înseamnă regiunea geografică pentru care se calculează formula N-1, astfel cum este stabilită de autoritatea competentă.

Definiții privind cererea

„ D_{max} ”: cererea zilnică de gaze naturale (în milioane m³ 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 (mil. mc/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 (mil. mc/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 (mil. mc/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 (mil. mc/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 (mil. mc/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.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2017 este următorul:

$$N - 1[\%] = \frac{41,4 + 28,2 + 29,0 + 0 - 23,6}{72} \times 100$$

$$N - 1[\%] = 104,1\% \\ N - 1 \geq 100\%$$

² 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.

Explicații privind valorile utilizate

a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil.m ³ /zi]		Explicații
D_{max}	72,0	În ziua gazieră 09.01.2017 s-a înregistrat un consum de iarnă de vârf de 69,58 mil Smc/zi (conform bilanț zilnic de gaze naturale pe luna ianuarie 2017), inferior celui istoric din ultimii 20 de ani.

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil.m ³ /zi]		Explicații
EP_m	41,4	Capacitatea totală a punctelor de import (Isaccea, Medieșu Aurit, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu).
P_m	28,2	Producția internă de gaze intrată în SNT (fără extras depozite).
S_m	29,0	Suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare.
LNG_m	0	Nu există terminale LNG.
I_m	23,6	Capacitatea punctului Isaccea Import.

La determinarea termenului S_m s-a avut în vedere suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare, actualizată conform istoricului din ultimii 4 ani (2014-2017), respectiv:

Depozit	Capacitate tehnologică (mil. Sm ³ /zi)	Debit maxim înregistrat în ultimii 3 ani pe fiecare depozit (începând cu 01.01.2014) (mil. Sm ³ /zi)
Urziceni	4,1	4,0
Bălăceanca	1,3	1,1
Butimanu	16,0	13,5
Sărmașel	7,0	6,0
Mureș	3,4	3,0
Ghercești	1,5	1,4
Total	33,28	29,0
<i>Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele</i>		25,8

La determinarea valorii termenului EP_m au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea Import, Medieșul Aurit Import și Csanadpalota și Ruse – Giurgiu (pus în funcțiune la sfârșitul anului 2016), după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct [mil.Sm ³ /zi]
Punct intrare Isaccea Import	23,6
Punct intrare Medieșu Aurit Import	11,0
Punct intrare Csanadpalota	4,8
Punct intrare Ruse - Giurgiu	2,0
Total	41,4

Tabel 5 - Punctele de import gaze naturale

Calcularea formulei N-1 prin luarea în considerare a măsurilor axate pe cerere:

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

Definiție privind cerere:

„ D_{eff} ” înseamnă partea (mil. mc/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 9 alineatul (1) litera (c) și articolul 5 alineatul (2).

Rezultatul de calcul este același întrucât : $D_{eff}=0$ - nu sunt contracte încheiate cu clienți întreruptibili de siguranță

Notă:

- Pentru termenul P_m a fost luat în considerare potențialul de producție nu capacitatea tehnică (74 mil.Sm³/zi). Considerăm că această abordare asigură o imagine corectă oferită de standardul N-1, capacitatea tehnică menționată nu mai poate 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) 2017/1938 din 25 octombrie 2017.

Proгноza valorii formulei N-1 pe 10 ani pentru scenariul de întrerupere a furnizării de gaze naturale de către Rusia:

AN	N-1
2018	101,1
2019	105,4
2020	128,4
2021	127,2
2022	126,2
2023	124,7
2024	123,2
2025	121,7
2026	120,4
2027	115,4

Tabel 6 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani

7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE

Considerații generale

Structura fizică a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale oferă posibilitatea identificării și constituirii unor culoare de transport gaze naturale care să răspundă atât necesităților privind asigurarea alimentării cu gaze naturale a diferitelor zone de consum din țară cât și necesităților privind transferul prin sistemul românesc a unor cantități de gaze naturale între sistemele țărilor vecine, ca o cerință impusă de liberalizarea piețelor gazelor naturale și de reglementările europene.

Sistemul de transport gaze naturale din România este format în principal din următoarele culoare de transport (fig.15 din Anexa):

Culoarul 1 Sudic – Est-Vest

În prezent, 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 consumatorilor zonelor de Vest și de Sud-București.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere creșterea capacității de transport a punctului de interconectare transfrontalieră cu Ungaria, la 4,4 mld.mc/an pe direcția Csanapalota-Horia și asigurarea transportului gazelor naturale de la zăcămintele din Marea Neagră spre zonele de consum interne și spre punctele de interconectare transfrontalieră ale acestui culoar (Ungaria, Bulgaria). Această dezvoltare va presupune construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare în anumite locații (Podișor, Bibești, Jupa).

Culoarul 2 Central Est-Vest

În prezent, 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 consumatorilor zonelor de Est și de Vest.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere creșterea capacității de transport a punctului de interconectare transfrontalieră cu Ungaria, la 8,8 mld.mc/an pe direcția Csanapalota-Horia și asigurarea transportului bidirecțional al gazelor naturale. În acest scop se impune reabilitarea unor conducte existente ale acestui culoar și construirea de conducte noi și amplasarea de stații de comprimare sau amplificarea unora dintre cele existente.

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 consumatorilor zonelor de Nord, Central și de Sud-Est-București.

Interconectorul 4 Nord-Vest

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

- alimentarea cu gaze naturale a consumatorilor zonei de Vest-Oradea;
- interconectarea culoarelor 1, 2 și 3 (a se vedea Figura 15).

Interconectorul 5 Sud-Est

Prin intermediul conductelor aferente acestui culoar de interconectare se asigură în prezent:

- 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 consumatorilor zonei de Sud-Est ;
- întreconectarea culoarelor 1, 2, 3 și 6 (a se vedea Figura 15).

Culoarul 6 Estic

În prezent, prin intermediul conductelor aferente acestui culoar se asigură transportul gazelor naturale din zonele de producție din estul țării și punctul de interconectare Isaccea spre zona de consum Moldova de Nord.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere asigurarea funcționării la parametri tehnici proiectați, a interconectării fizice bidirecționale cu Republica Moldova (în funcțiune din anul 2014, între Iași și Ungheni). În acest scop se impune reabilitarea unora dintre conductele existente ale acestui culoar precum și construirea de conducte noi și amplasarea a două stații noi de comprimare.

Culoarul 7 Transport Internațional

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

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale are în vedere realizarea interconectării fizice cu sistemul național de transport gaze naturale din România și asigurarea curgerii bidirecționale în punctele de interconectare transfrontalieră Isaccea și Negru Vodă prin modernizarea stațiilor de măsurare SMG Isaccea I și SMG Negru Vodă I.

Dezvoltările menționate mai sus sunt coroborate cu dezvoltarea sistemului de înmagazinare care are un rol complementar în susținerea securității, stabilității, optimizării și flexibilizării Sistemului Național de Transport gaze naturale. Majorarea capacităților de înmagazinare are efect indirect și asupra SNT, efectul indirect constând în asigurarea cantităților de gaze naturale necesare pentru acoperirea vârfurilor de consum și presiunilor necesare în sistem pentru alimentarea consumatorilor din zonele geografice respective permițând degrevarea depozitelor din sudul României.

PROIECTE STRATEGICE

Planul de dezvoltare al Sistemului Național 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 centrul țării și în Oltenia, precum și la unica sursă de import.

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 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. Poziția geostrategică, resursele de energie primară, proiectele de investiții majore în infrastructura de transport gaze naturale 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.

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, Transgaz 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.

Consumul de energie electrică al TRANSGAZ aferent anului 2017 a fost de 11,15 GWh. Se intenționează ca prin implementarea unor proiecte aferente Sistemului de Protecție Catodică și cel de alimentare cu energie electrică a Stațiilor de Reglare Măsurare (SRM), zone care vizează creșterea eficienței energetice a Sistemului Național de Transport, energia electrică absorbită din rețea, să fie redusă cu aproximativ 5%.

Managementul rețelei, va putea fi îmbunătățit prin conceptul „**Smart energy transmission system**”, aplicabil și rețelelor de transport gaze naturale „**Smart gas transmission systems**” care va gestiona problemele legate de siguranța și utilizarea instrumentelor inteligente în domeniul presiunii, debitelor, contorizării, inspecției interioare a conductelor, odorizării, protecției catodice, trasabilității, 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 atât din perimetrele din Marea Caspică, cât și a celor disponibile din terminale LNG 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).



Figura 1 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și 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 gaze naturale 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 gaze naturale 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.

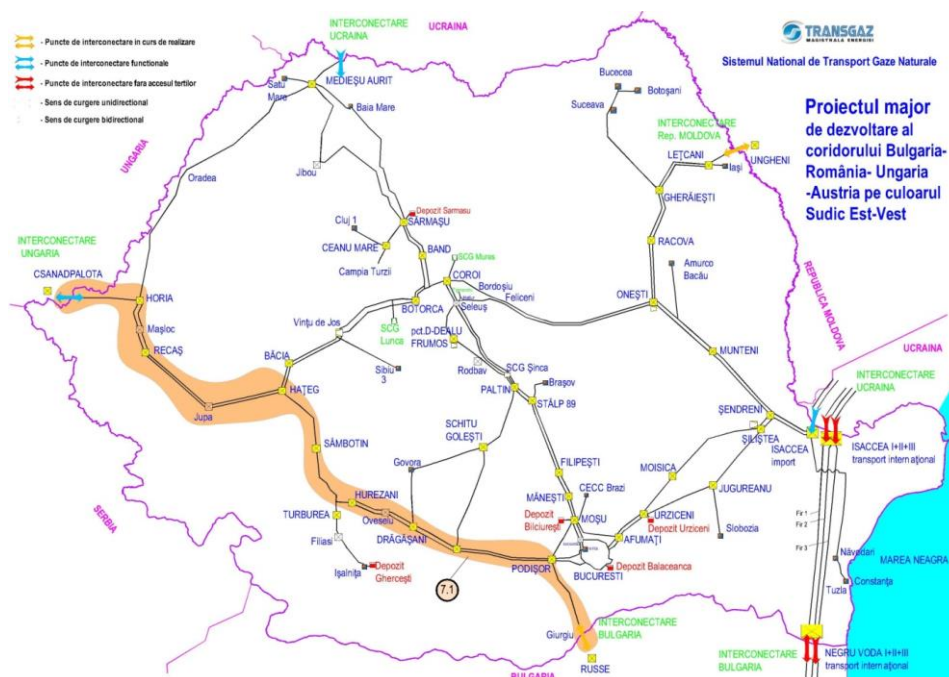


Figura 2 - Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria

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

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

Proiectul BRUA este prevăzut în Planul de dezvoltare european TYNDP 2017 și este propus pentru includere și în ediția 2018 a Planului de dezvoltare european – TYNDP 2018. De asemenea a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în luna noiembrie 2017 ca și anexă la Regulamentul 347/2013. Astfel, lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun (Lista 3/2017) a Uniunii, cuprinde Proiectul la secțiunile 6.24.1 poziția a doua și 6.24.4 poziția a patra în cadrul **”Grupului de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria –Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima fază și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua fază, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră”**.

În cadrul acestui grup de proiecte se regăsește Proiectul BRUA, implementarea acestuia realizându-se în două faze:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a unei capacități de transport gaze naturale pe coridorul Podișor-Recaș, incluzând o nouă conductă, stație de măsurare și 3 stații noi de comprimare la Podișor, Bibești și Jupa – 6.24.1 poziția a doua în Lista 3 PCI/2017;
- Extinderea pe teritoriul României a capacității de transport gaze naturale de la Recaş la Horia către Ungaria până la 4,4 mld.mc/a și amplificarea stațiilor de comprimare de la Podișor, Bibești și Jupa – 6.24.4 poziția a patra în Lista 3 PCI/2017.

Mai mult, pe lista de priorități a grupului de lucru CESEC (Central East South Europe Gas Connectivity) a fost inclus și Proiectul BRUA, astfel:

- Faza I a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare;
- Faza II a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare condiționate.

Descrierea proiectului

Plecând de la aceste premise, Transgaz are în vedere **dezvoltarea etapizată a Proiectului BRUA**:

- **Faza I** care constă în realizarea următoarelor obiective:
 - conductă Podișor – Recaş 32" x 63 bar în lungime de 479 km;
 - trei stații de comprimare gaze (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa), fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.
- **Faza II** care constă în realizarea următoarelor obiective:
 - conductă Recaş – Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km;
 - amplificarea celor trei stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație;
 - amplificarea stației de măsurare gaze existente SMG Horia.

Implementarea Proiectului BRUA are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport gaze naturale:

- capacitate de transport spre Ungaria de 1,75 mld. Smc/an, respectiv de 1,5 mld. Smc/an spre Bulgaria la finalizarea Fazei I;
- capacitate de transport spre Ungaria de 4,4 mld. Smc/an, respectiv de 1,5 mld. Smc/an spre Bulgaria la finalizarea Fazei II.

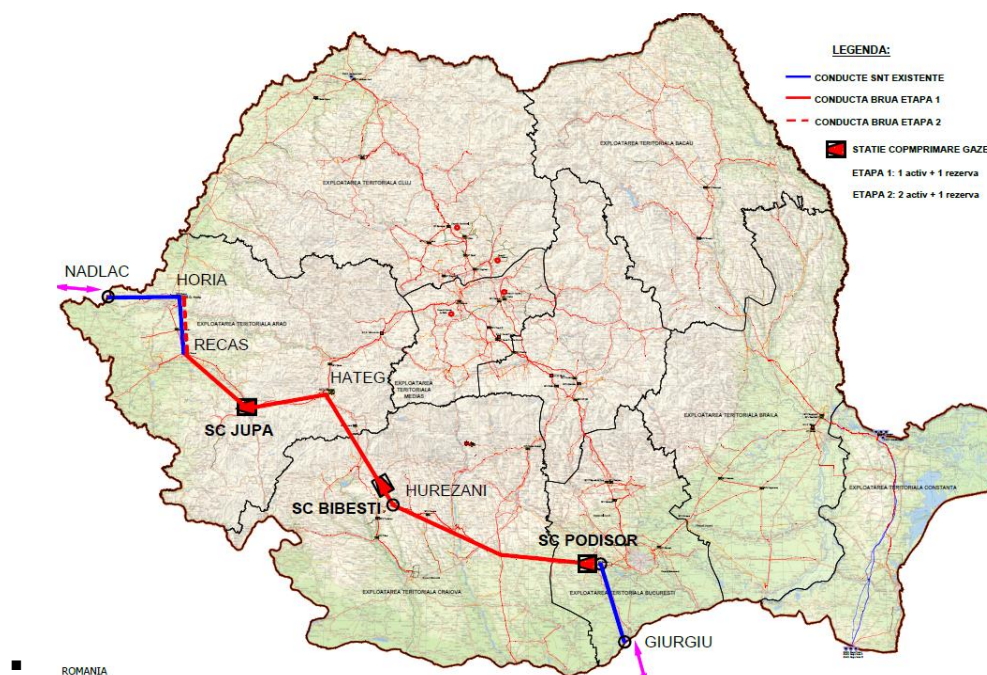


Figura 3 – Implementarea etapizată a Proiectului BRUA

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat
Documentații tehnice pentru obținere autorizații de construire	finalizate atât pentru conductă cât și pentru stații de comprimare
Obținerea autorizațiilor de construire	obținute în februarie 2017 pentru conductă și pentru stațiile de comprimare
Luarea deciziei finale de investiție Faza I	anul 2016
Construcție Faza I	noiembrie 2019
Punere în funcțiune Faza I	decembrie 2019
Începere operare Faza I	decembrie 2019
Luarea deciziei finale de investiție Faza II	decembrie 2018/februarie 2019*
Construcție Faza II	anul 2022*
Punere în funcțiune Faza II	anul 2022*
Începere operare Faza II	anul 2022*

* Finalizarea Fazei II va depinde de finalizarea cu succes a procedurii de Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate la IP Csanadpalota.

Termen estimat de finalizare: anul 2019 pentru Faza I, respectiv anul 2022 pentru Faza II.

Valoarea totală a investiției : 547,4 milioane Euro, defalcată astfel:

- Faza I. : 478,6 mil Euro
- Faza II. : 68,8 mil Euro

Având în vedere statutul de proiect de interes comun, Proiectul BRUA fiind inclus și în prima listă PCI la poziția 7.1.5, Transgaz a obținut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility pentru proiectarea celor trei stații de comprimare.

De asemenea, în luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicație în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru lucrările de execuție aferente fazei I a Proiectului BRUA.

În data de 19 ianuarie 2016 a avut loc, la Bruxelles, Reuniunea Comitetului de Coordonare CEF-Energie, (responsabil cu gestionarea procedurilor de acordare a asistenței financiare europene Proiectelor de Interes Comun în domeniul energiei), și s-a validat prin vot, lista proiectelor de interes comun propuse pentru a primi finanțare europeană nerambursabilă din cadrul mecanismului Connecting Europe Facility 2015.

Valoarea grantului alocat pentru BRUA Etapa 1 fiind de aprox. 179,3 mil Euro, reprezentând 40% din cheltuielile eligibile.

În septembrie 2016 a fost semnat **Contractul de Finanțare** în valoare de aprox. **179,3 mil Euro**.

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studilor de prefezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014 - 2023	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	Conductă Podișor-Corbu 32" x 55 bar x 81 km; Conductă Băcia-Hăteș-Jupa-Recaș 32" x 55 bar x 167 km; Trei stații de comprimare gaze (SC Corbu, SC Hăteș I și SC Horia I) cu o putere totală instalată de aproximativ $P_{inst} = 49,5$ MW; Conductă Corbu – Hurezani – Hăteș 32" x 55 bar x 250 km; Conductă Recaș–Horia 32" x 55 bar x 47 km; Amplificare stație de măsurare Horia.	S-a împărțit proiectul pe două faze: Faza I: Conductă Podișor – Recaş 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km; Trei stații de comprimare gaze (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa), fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze. Faza II Conductă Recaş – Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km; Amplificarea celor trei stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație; Amplificarea stației de măsurare gaze existente SMG Horia.	- Faza a II- a proiectului va fi finalizată în cursul anului 2022. Această actualizare a termenului de punere în funcțiune a rezultat în urma derulării în cursul anului 2017 a procedurii de Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate la IP Csanadpalota.
Termenul estimat de finalizare	2019	Faza I: 2019 Faza II: 2020	Faza I: 2019 Faza II: 2022
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	560	547,39	-

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 importurile 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. Mai mult, Proiectul AGRI are în vedere transportul gazelor naturale din zona Mării Caspice până la țărmul Marii Negre.

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 în România și pe piețele central europene.

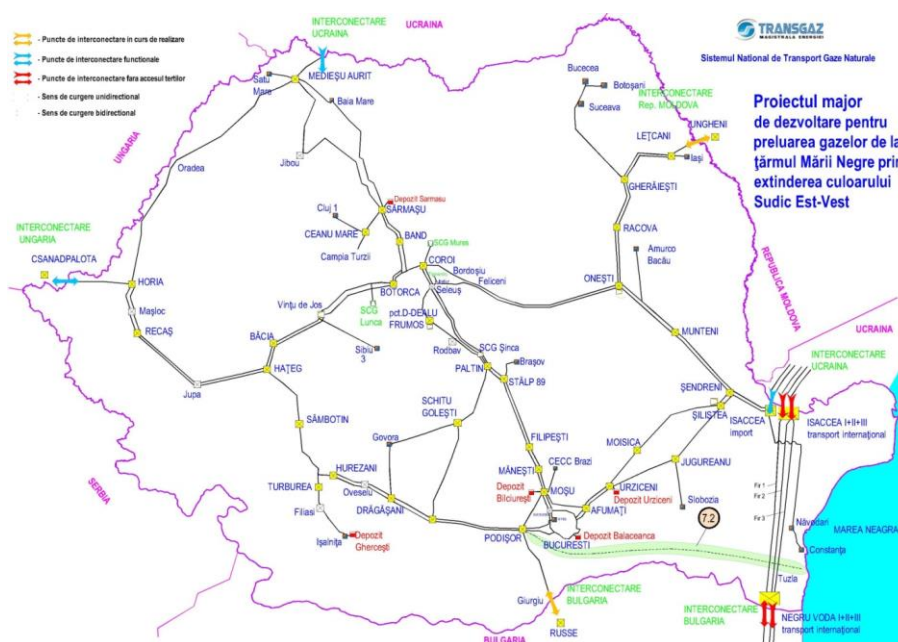


Figura 4 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea culoarului Sudic Est-Vest

Importanța proiectului la nivel european se reflectă prin includerea acestuia în:

- Planul de dezvoltare european TYNDP 2017;
- lista 3 PCI/2017 a **proiectelor de interes comun, secțiunea 6.24.4, poziția 5** „Conductă țărmul Mării Negre - Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră”
- lista proiectelor prioritare condiționate elaborată în cadrul grupului CESEC.

Descrierea proiectului

Obiectivul major al acestei investiții constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla – Podișor, în lungime de 308,2 km și Dn 1200 respectiv Dn 1000, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BULGARIA – ROMÂNIA – UNGARIA – AUSTRIA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac – Szeged (cu Ungaria). De asemenea, această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	martie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	martie 2018
Obținerea autorizațiilor de construire	martie 2018
Luarea deciziei finale de investiție	anul 2018
Construcție	2019-2020
Punere în funcțiune/începere operare	trim IV 2020

Termen estimat de finalizare: trim IV 2020, acesta depinzând de graficele de realizare ale proiectelor offshore din amonte

Precizăm că Transgaz nu a luat încă o Decizie Finală de Investiție (FID) pentru acest proiect.

Valoarea estimată a investiției: 298,4 milioane Euro.

În condițiile în care proiectul va îndeplini toate criteriile de eligibilitate prevăzute în Regulamentul 347/2013, Transgaz intenționează să depună o cerere de investiție în vederea accesării unui grant nerambursabil pentru lucrări prin mecanismul Connecting Europe Facility .

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studilor de prefezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014 - 2023	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	lungimea conductei 285 km	lungimea conductei 307 km	lungimea conductei 308,2 km
Termenul estimat de finalizare	2019	2020	-
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	262,4	278,3	298,4

7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea

Acest proiect este necesar deoarece:

- prin implementarea sa se creează un culoar de transport gaze naturale între piețele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează și interconectarea între Grecia și Bulgaria;
- contractul de transport gaze naturale aferent capacității conductei T1 a expirat la 1 octombrie 2016. Începând cu anul gazier 2016 – 2017 capacitatea de transport gaze naturale a conductei T1 se comercializează pe bază de licitații, conform codului european privind mecanisme de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016;
- se vor putea asigura fluxuri fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1, conform cerințelor regulamentului (UE) nr. 994/2010.
- prin implementarea sa se creează posibilitatea preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

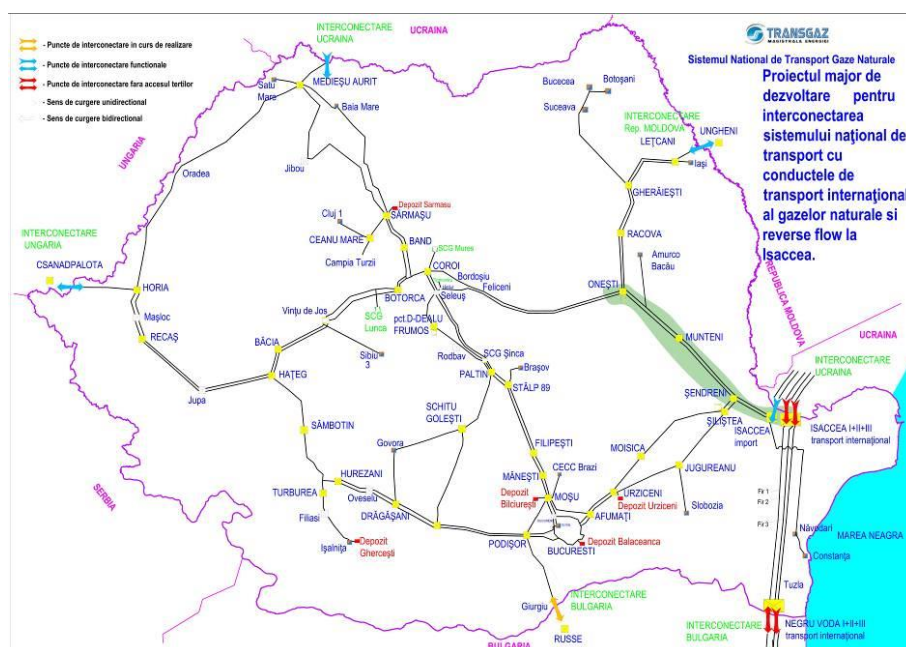


Figura 5 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional Tranziț 1 și reverse flow Isaccea

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- **Faza I:**
 - Lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare Isaccea;
 - Reparația conductei Dn 800 mm Cosmești - Onești (66,0 km).
- **Faza II:**
 - Modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Siliștea;
 - Modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Onești;
 - Modificări în interiorul NT Siliștea, NT Șendreni și NT Onești.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Faza I	2018
Studiu de preferezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	martie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	aprilie 2018
Obținerea autorizațiilor de construire	aprilie 2018
Construcție	anul 2018
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2018
Faza II	2019
Studiu de preferezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	decembrie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	ianuarie 2019
Obținerea autorizațiilor de construire	ianuarie 2019
Construcție	anul 2019
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2019

Termen estimat de finalizare: anul 2018 pentru Faza I respectiv anul 2019 pentru Faza II
Valoarea estimată a investiției : 100,55 milioane EURO.
Defalcarea costurilor:

Faza I	8,36 mil. Euro
Faza II	92,19 mil. Euro
TOTAL	100,55 mil Euro

Menționăm faptul că acest proiect a fost inclus în ediția 2017 a TYNDP și face parte și din cea de a treia listă **PCI/2017** a **proiectelor de interes comun la nivelul Uniunii Europene la secțiunea 6.24.10 poziția 1, parte a Coridorului prioritar NSI EAST.**

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studiilor de prefezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014 - 2023	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	-	-	Împărțirea proiectului în două faze (a se vedea descrierea)
Termenul estimat de finalizare	2018	2019	Faza I: 2018 Faza II: 2019
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	65	65	100,55

7.4 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/dinspre 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 conducta de interconectare dintre România și Republica Moldova (Iași – Ungheni), de a oferi capacități de transport gaze naturale spre/dinspre 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 consum din regiunile vizate.

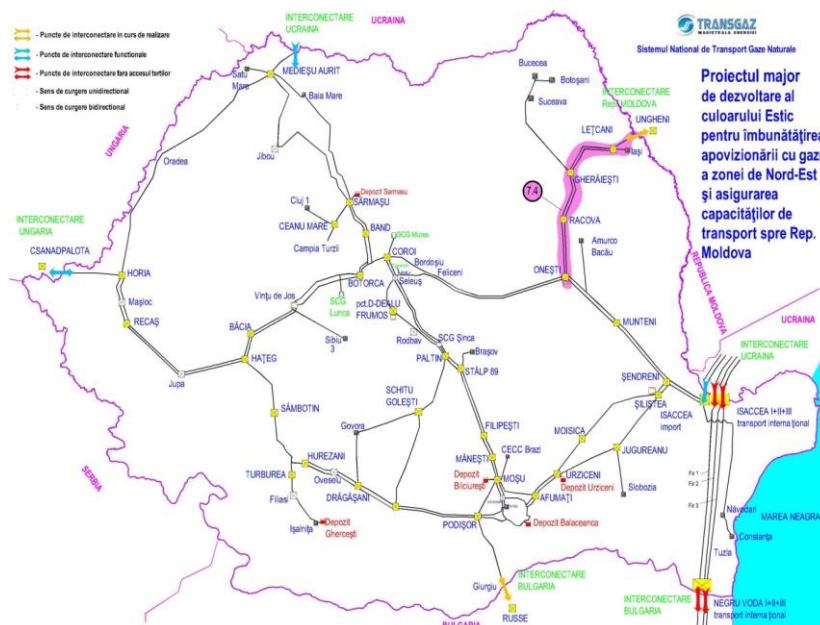


Figura 6 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României

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 sub-proiecte.

Descrierea proiectului:

- Construirea unei conducte de transport gaze naturale noi DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești – Gherăești în lungime de 104 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Onești – Gherăești;
- Construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești – Lețcani în lungime de 61 km. Această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești – Iași pe tronsonul Gherăești – Lețcani;
- Construirea unei Stații de comprimare gaze noi la Onești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă;
- Construirea unei Stații de comprimare gaze noi la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etapa de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de soluție	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Proiect tehnic pentru conducte	finalizat
Proiect tehnic pentru Stațiile de Comprimare	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	finalizat
Construcție	2018 - 2019
Punere în funcțiune/incepere operare	2019

Termen estimat de finalizare a proiectului: anul 2019

Valoarea totală estimată a investiției: 152,7 milioane Euro.

Defalcarea costurilor:

Conductă de transport gaze naturale Onești – Gherăești	51,79 mil Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești – Lețcani	30,38 mil Euro
Stație de comprimare Onești	35,29 mil Euro
Stație de comprimare Gherăești	35,26 mil Euro
TOTAL	152,7 mil Euro

Prin realizarea acestui proiect, va putea fi asigurată presiunea necesară și capacitatea de transport gaze naturale de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.

Proiectul **“Dezvoltarea capacității de transport a SNT în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România – Republica Moldova”** a fost acceptat ca eligibil conform condițiilor stabilite de Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM). În cadrul acestui program, Axa Prioritară (AP) 8. – Obiectivul Strategic (OS) 8.2 – “Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine”, are o alocare financiară de circa 55 milioane euro.

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale

Urmare a finalizării studiilor de prefezabilitate, fezabilitate și a proiectului tehnic au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014 - 2023	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	Lungime conducte 163 km	Lungime conducte 165 km	-
Termenul estimat de finalizare	2017	2019	-
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	110	131,7	152,7

7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – Romania - Ungaria – Austria (BRUA faza 3)

În funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre, (care nu vor putea fi preluate de Culoarul BRUA), pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacității de transport pe culoarul Onești – Coroi – Hațeg – Nădlac.

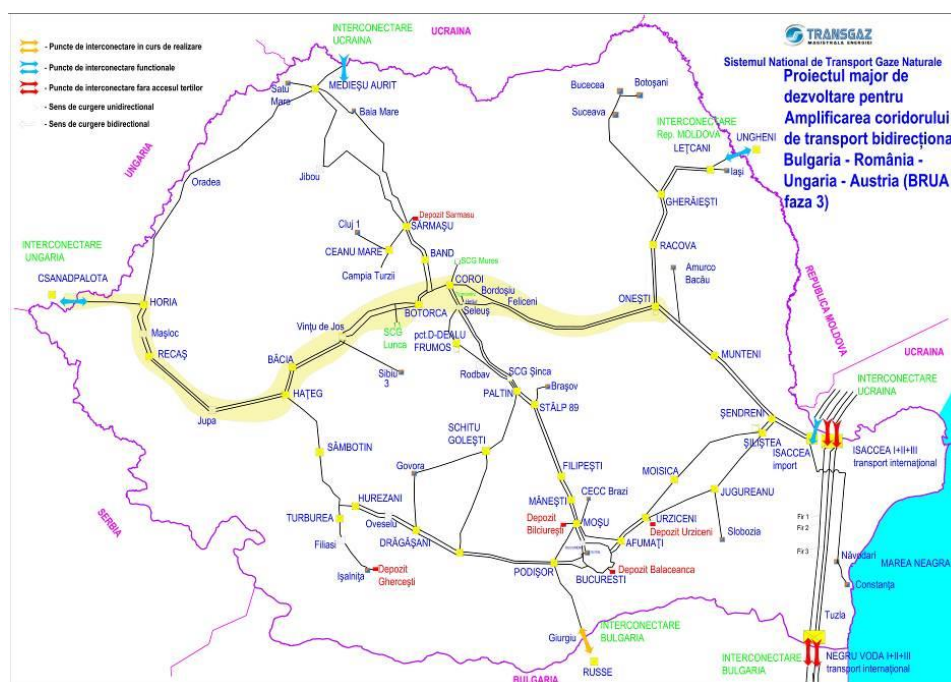


Figura 7- Dezvoltare BRUA 3

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

Descrierea proiectului

În prezent Transgaz a elaborat studiul de fezabilitate privind dezvoltarea **acestui culoar** de transport gaze naturale, iar în vederea optimizării și eficientizării atât a procesului de implementare, cât și a posibilităților de atragere a unor finanțări nerambursabile, **culoarul** a fost împărțit în două proiecte.

Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România – Ungaria:

- **Proiect PCI:** 6.24.10 poziția 2;
- **Coridor prioritar:** NSI EAST.

Proiectul va consta în următoarele:

- Conductă nouă de transport gaze naturale Băcia – Hațeg – Horia - Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
- Doua stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.

2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia :

- **Proiect PCI:** 6.24.10 poziția 2.
- **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;
- Două sau trei stații noi de comprimare gaze naturale.

Proiectele de mai sus au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția **6.24. sub denumirea "Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania - Ungaria – Austria (BRUA faza 1, 2 și 3)"**.

Termen de finalizare pentru întreg coridorul: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 530 milioane Euro.

Subliniem faptul că, realizarea acestui coridor depinde în continuare de evoluția cererii de capacitate, respectiv de rezultatele proceselor de explorare/exploatare 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.

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de transport gaze naturale

Urmare a reconsiderării proiectului 7.3 *Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea*, au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014 - 2023	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	Culoarul central Isaccea - Șendreni – Onești – Coroi – Hațeg – Horia.	A fost reconsiderat întregul proiect (culoarul pornește de la Onești la Nădlac)	-
Termenul estimat de finalizare	2023	-	-
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	544	530	-

7.6 Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre

Având în vedere zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, Transgaz intenționează extinderea SNT cu scopul creării unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale provenite din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre.

Acest proiect a devenit necesar ca urmare a discuțiilor avute/inițiate de Transgaz pe parcursul anului 2015 cu titulari de licențe de explorare și exploatare a perimetrelor din Marea Neagră.

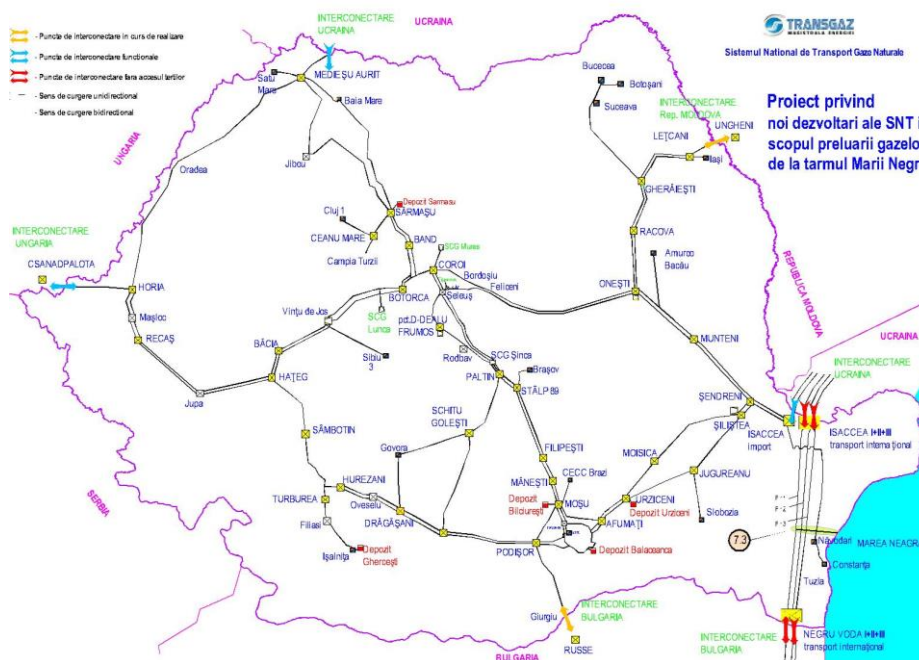


Figura 8 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Descrierea proiectului

Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate pentru o conductă de transport în lungime de aproximativ 25 km și diametru Dn 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de pref fezabilitate	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	finalizat
Luarea deciziei finale de investiție	anul 2018
Construcție	2018-2020
Punere în funcțiune/începere operare	2019

Termen estimat de finalizare: anul 2020, acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată a investiției: 9,14 milioane Euro.

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studiilor de preferezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	-	-
Termenul estimat de finalizare	2019	-
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	9	9,14

7.7 Interconectarea România – Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia

În contextul prevederilor Strategiei Europene privind Uniunea Energiei și a acțiunilor de implementare a obiectivelor acestei strategii (competitivitate, sustenabilitate și securitatea aprovizionării cu energie), România acordă interes deosebit asigurării dimensiunii securității energetice, dezvoltării infrastructurii energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport energetic, întăririi solidarității între statele membre și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.

În scopul întăririi gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune, se înscrie și proiectul privind realizarea interconectării Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu cel din Serbia.

Varianta analizată de export gaze naturale spre Serbia este de preluare a gazelor naturale din viitoarea conductă BRUA (faza I). Cel mai apropiat punct al conductei BRUA de granița dintre România și Serbia este localitatea Mokrin, zona Arad.

Proiectul "Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" constă în construirea unei conducte de interconectare a sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia pe direcția Arad – Mokrin în lungime de aproximativ 97 km.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- Construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Arad – Mokrin în lungime de aprox 97 km din care 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici :
 - Presiunea în conducta BRUA zona Arad : 47 bar (PN BRUA – 63 bar);
 - Diametrul Conductei de interconectare : Dn 600;
 - Capacitate transport: max. 1 mld Smc/an (115 000 Smc/h), Presiune în Mokrin: 42 bar ;
 - Capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), Presiune în Mokrin: 35 bar.
- Construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

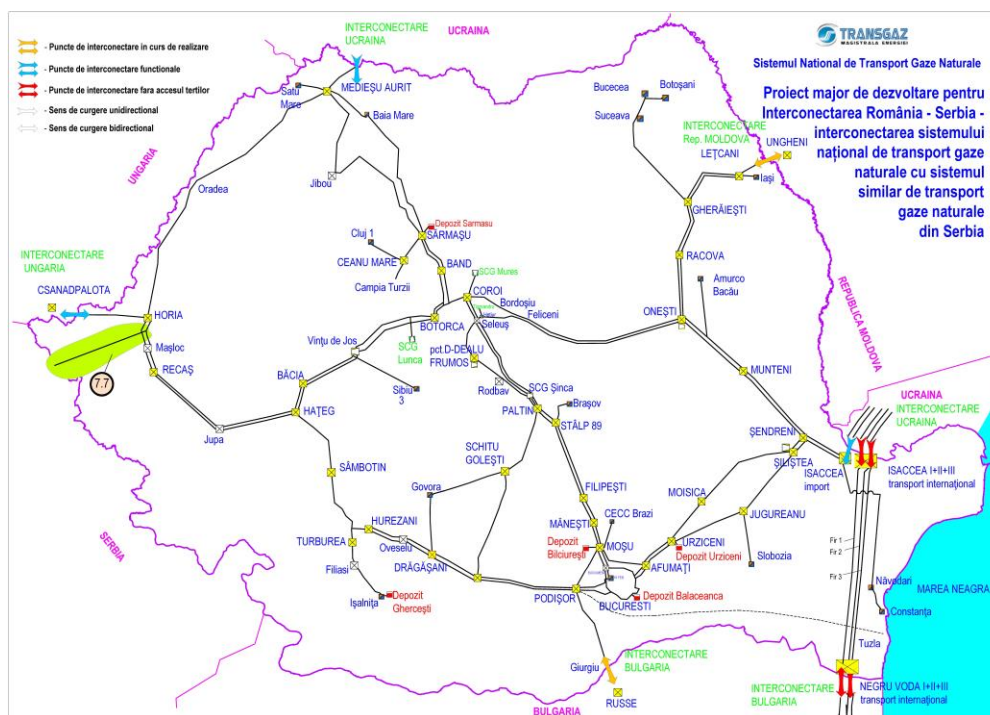


Figura 9 - Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad - Mokrin

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	februarie 2018
Proiectare	decembrie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	decembrie 2018
Documentație de licitație și achiziție	2019
Construcție	2019 - 2020
Punere în funcțiune/începere operare	2020

Termen estimat de finalizare : anul 2020

Valoarea totală estimată a investiției : 50,7 milioane EURO din care :

- 40,9 mil EURO conductă pe teritoriul României (inclusiv gările de lansare primire PIG)
- 8,3 mil EURO conductă pe teritoriul Serbiei (inclusiv gară de lansare primire PIG și stație de reglare)
- 1,5 mil EURO stația de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României)

Menționăm că exportul de gaze naturale spre Serbia se va realiza după finalizarea proiectului BRUA (faza I).

În situația în care vor fi preluate gaze naturale din Serbia spre România, acestea pot fi direcționate la consum în zona Timișoara – Arad, prin conducta DN 600 Horia – Mașloc – Receaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studiilor de prefezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	Lungime conductă 80 km (74 km România)	Lungime conductă 97 km (85 km România)
Termenul estimat de finalizare	2026	2020
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	43 (40 România)	50,7 (42,4 România)

7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate următoarele Acorduri de Interconectare:

- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Isaccea 1**, încheiat cu PJSC Ukrtransgaz, Ucraina, în data de 19.07.2016;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Negru Vodă 1**, încheiat cu Bulgartransgaz, Bulgaria, în data de 19.05.2016.

Printre acțiunile prevăzute în aceste Acorduri se numără și modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale din cele două puncte de interconectare.

Proiectul "Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1" constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente ale Stațiilor de Măsurare.

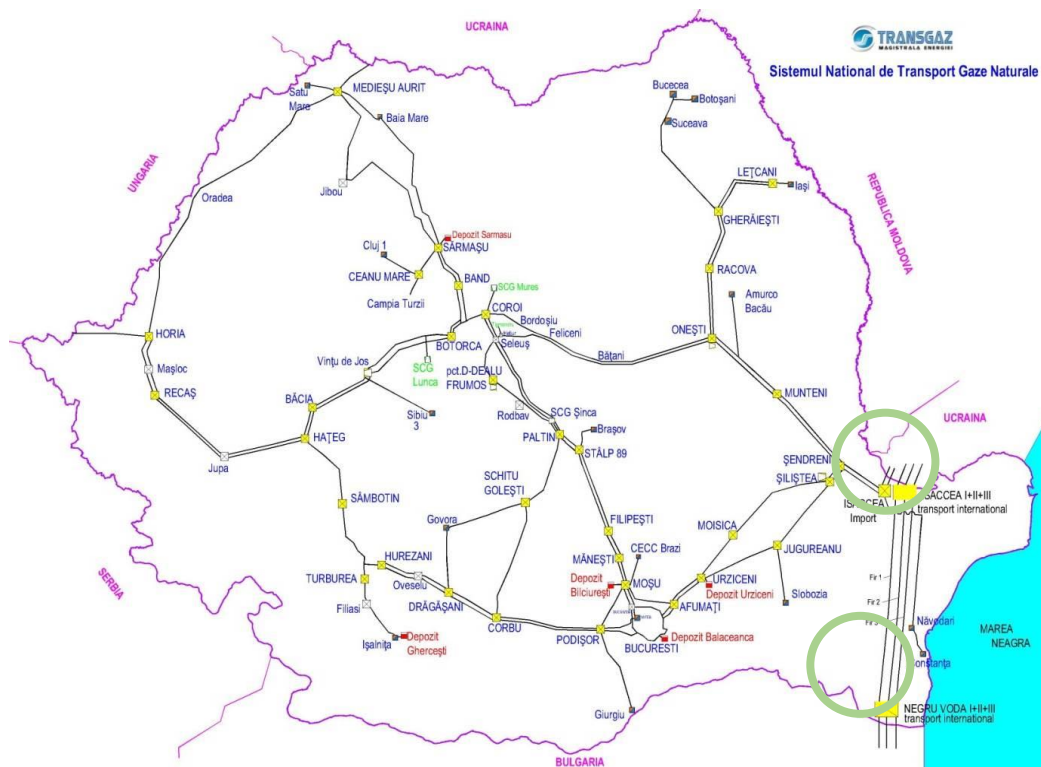


Figura 10 - Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 1

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- Separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare.
- Instalația de măsurări va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check și Verificare). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurare, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

Volumele rezultate din măsurarea independentă a sistemelor Pay, Check și Verificare vor fi monitorizate continuu.

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 1

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare

- Separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare.
- Instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare, va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurări, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

Volumele rezultate din măsurarea independentă a sistemelor Pay și Check vor fi monitorizate continuu.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2018
Proiectare	2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2018
Construcție	2018 - 2019
Punere în funcțiune/începere operare	2019

Termen estimat de finalizare : anul 2019

Valoarea totală estimată a investiției : 13,9 milioane EURO din care :

- 7,1 mil EURO modernizare SMG Isaccea 1
- 6,8 mil EURO modernizare SMG Negru Vodă 1

Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

Urmare a finalizării Studiilor de prefezabilitate și fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017 - 2026	PDSNT 2018 - 2027
Descrierea proiectului	Construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente	-
Termenul estimat de finalizare	2019	-
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	13,9	-

7.9 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret – proiect nou

Prin Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, Transgaz și-a propus creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua de gaze naturale europeană. În acest sens, în completarea proiectului 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/dinspre Republica Moldova, Transgaz a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret.

Proiectul "Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești – Siret" constă în :

- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești – Siret ;
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră ;
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul .

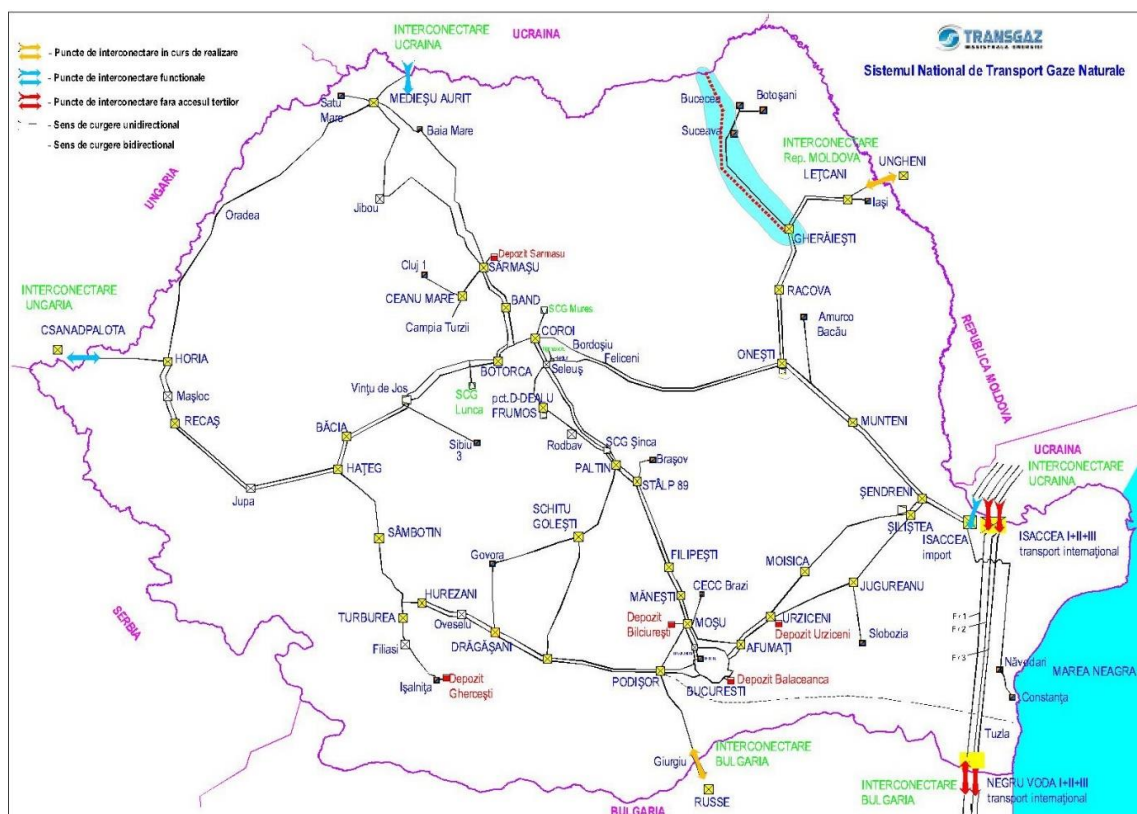


Figura 10 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești – Siret

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2018
Proiectare	2019 - 2020
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2021
Construcție	2022 - 2024
Punere în funcțiune/începere operare	2025

Termen estimat de finalizare : anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției : 125 milioane EURO

8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE - SNGN ROMGAZ SA - PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE

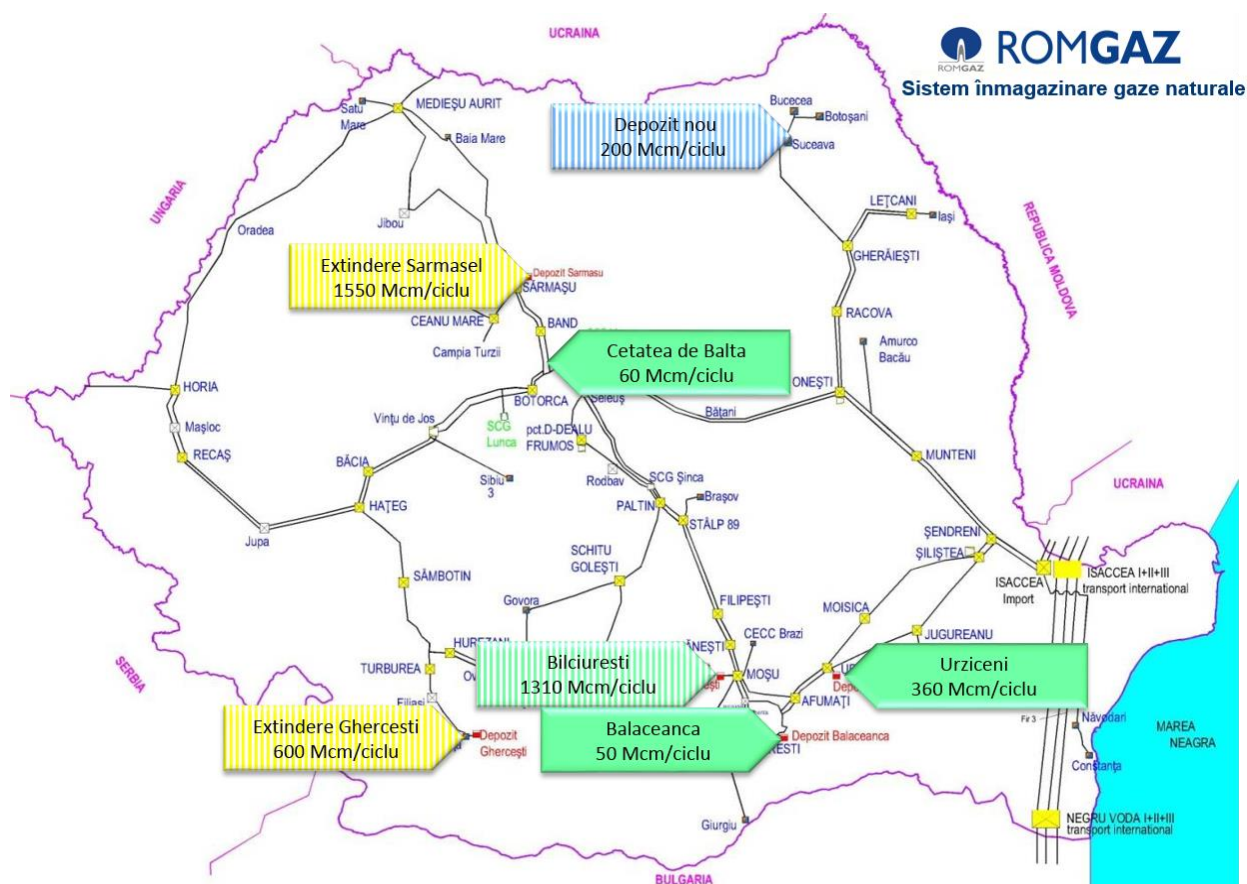


Figura 11 – Sistem înmagazinare gaze naturale

8.1 Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale – Bilciurești

Proiectul are ca scop creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Bilciurești până la 20 milioane mc/zi și asigurarea unui grad sporit de siguranță în exploatare.

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în următoarele:

- modernizare instalații de separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești;
- sistematizare și modernizare sistem de conducte aspirație/refulare gaze și modernizare sistem răcire stație comprimare Butimanu;
- modernizare 19 sonde de injecție/extracție;
- foraj 4 sonde noi;
- conductă nouă (11 Km) transport gaze între depozit Bilciurești și stație comprimare Butimanu.

Pentru a nu perturba activitatea de înmagazinare gaze naturale, proiectul va fi implementat etapizat.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	finalizat 2017
Proiectare	etapizat 2018 - 2020
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	etapizat 2018 - 2022
Documentație de licitație și achiziție	etapizat 2018 - 2022
Construcție	etapizat 2018 - 2025
Punere în funcțiune/începere operare	etapizat 2019 - 2025

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 59 milioane EURO

8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane m³/ciclu.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta din următoarele:

- stație comprimare gaze naturale;
- extindere instalații de uscare și măsură gaze naturale;
- modernizare 20 sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze naturale Ghercești cu SNT;
- stoc inactiv gaze naturale.

Calendarul estimat de dezvoltare al proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2020
Proiectare	2021
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2022
Documentație de licitație și achiziție	2022
Construcție	2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 122 milioane EURO

8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova

Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova).

Descrierea proiectului:

Transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unuia sau mai multor câmpuri depletate dintre următoarele: Pocoleni, Comănești, Todirești și Davideni.

Caracteristici:

- capacitate de aproximativ 200 milioane mc/ciclu;
- capacitate de injecție de aproximativ 1,4 milioane mc/zi;
- capacitate de extracție de aproximativ 2 milioane mc/zi.

Proiectul va consta din următoarele

- stație de comprimare;
- instalații de uscare și măsură gaze naturale;
- instalații tehnologice sonde injecție/extracție;
- foraj sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze naturale cu SNT;
- stoc inactiv gaze naturale.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2020
Proiectare	2021
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2022
Documentație de licitație și achiziție	2021
Construcție	2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 80 milioane EURO

8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)

Proiectul are drept scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 milioane m³/ciclu la 1550 milioane m³/ciclu (o creștere cu 650 milioane m³/ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 milioane m³/zi, la un total de 10 milioane m³/zi, creșterea capacității de extracție cu 4 milioane m³/zi, la un total de 12 milioane m³/zi, prin creșterea capacității de comprimare, infrastructură nouă de suprafață pentru 46 de sonde de injecție-extracție, forajul unor sonde noi, etc.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta din următoarele:

- extindere stație de comprimare;
- extindere instalații de uscare și măsură gaze naturale;
- instalații tehnologice sonde injecție/extracție;
- modernizare 46 sonde de injecție/extracție;
- foraj 15 sonde noi;
- stoc inactiv gaze naturale.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019
Proiectare	2020
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2020
Documentație de licitație și achiziție	2021
Construcție	2024
Punere în funcțiune/începere operare	2024

Termen estimat de finalizare: anul 2024

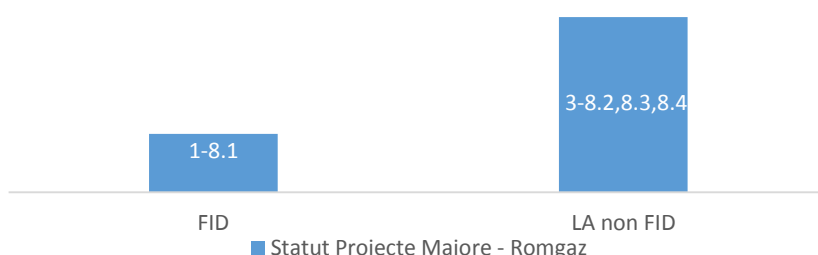
Valoarea totală estimată a investiției : 136 milioane EURO

Proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas – (Interconectarea Nord-Sud East Gas) pentru Regiunea Europa Centrală și de Est, de la 900 milioane m³/ciclu la 1.550 milioane m³/ciclu, număr de referință PIC 6.20.6.

8.5. ANALIZA PROIECTELOR DE ÎNMAGAZINARE

8.5.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):

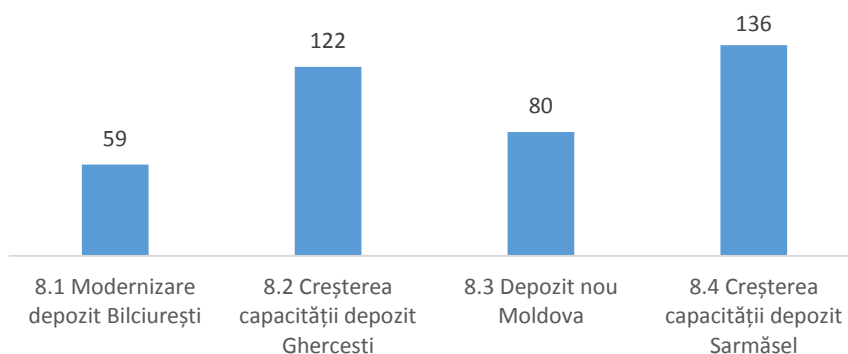
Proiecte de înmagazinare- SNGN ROMGAZ SA		
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze – Bilciurești	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	LA non FID
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova	LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	LA non FID



Grafic 18 - Statut Proiecte Majore de înmagazinare – Romgaz

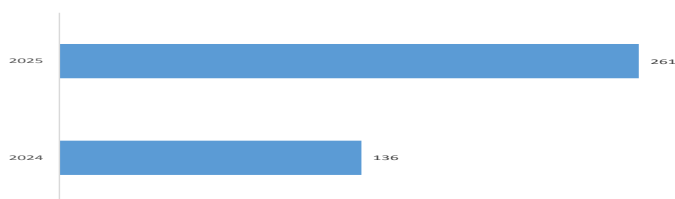
8.5.2. Costul Proiectelor de înmagazinare

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale – Bilciurești	59	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești.
2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	122	2025	Asigurarea condițiilor de operare a depozitului la 600 milioane mc/ciclu.
3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova	80	2025	Dezvoltarea unui nou depozit pentru asigurarea alimentării cu gaze naturale a regiunii.
4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	136	2024	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale.
TOTAL Proiecte înmagazinare		~ 0,40 Mld Euro		



Grafic 19 - Costul Proiectelor Majore- Romgaz (mil. EURO)

Efortul investițional al SNGN Romgaz SA în funcție de termenele de finalizare ale proiectelor, se prezintă astfel:



Grafic 20- Efortul investițional – Romgaz - funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)

Menționăm că datele aferente proiectelor din sectorul înmagazinării au fost furnizate de Romgaz și că, în ceea ce privește proiectul *Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze – Bilciurești*, aflat în faza FID, Transgaz este în măsură să confirme faptul că dispune de capacitatea necesară preluării volumelor aferente, luând în considerare discuțiile prealabile purtate cu Romgaz.

În ceea ce privește celelalte proiecte aflate în stadiul LA- non FID, compania Transgaz SA nu a fost încă angrenată în analize și nu a primit solicitări în ce privește capacitățile de preluare.

9. ANALIZA PROIECTELOR STRATEGICE TRANSGAZ

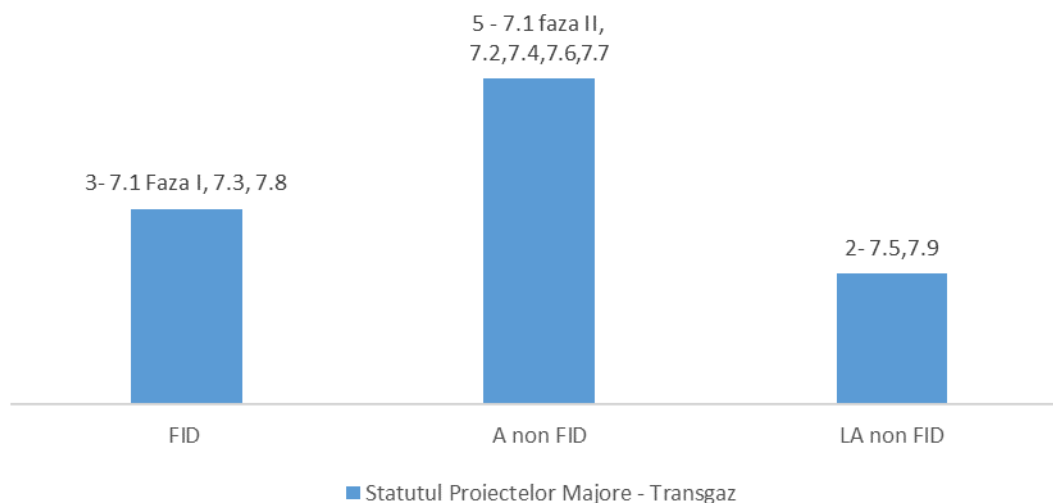
9.1 Statutul Proiectelor

În funcție de Decizia Finală de Investiție (FID) în TYNDP 2015 proiectele au fost clasificate în două categorii: proiecte FID – proiecte pentru care s-a luat decizia finală de investiție și non-FID – proiecte pentru care nu s-a luat decizia finală de investiție. În TYNDP 2017 statutul de bază non-FID a fost împărțit în subcategoriile: non-FID avansate (A non-FID) și non-FID mai puțin avansate (LA non-FID).

Funcție de această clasificare, proiectele Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2018 - 2027 se prezintă astfel:

Nr.proiect	Denumire proiect	Statut
7.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria – faza 1	FID
	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria – faza 2	A non FID
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	A non FID
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	FID
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	A non FID
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	A non FID
7.7	Interconectarea România - Serbia	A non FID
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	FID
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret	LA non FID

Tabel 7 – Statutul Proiectelor Majore pentru perioada 2018-2027

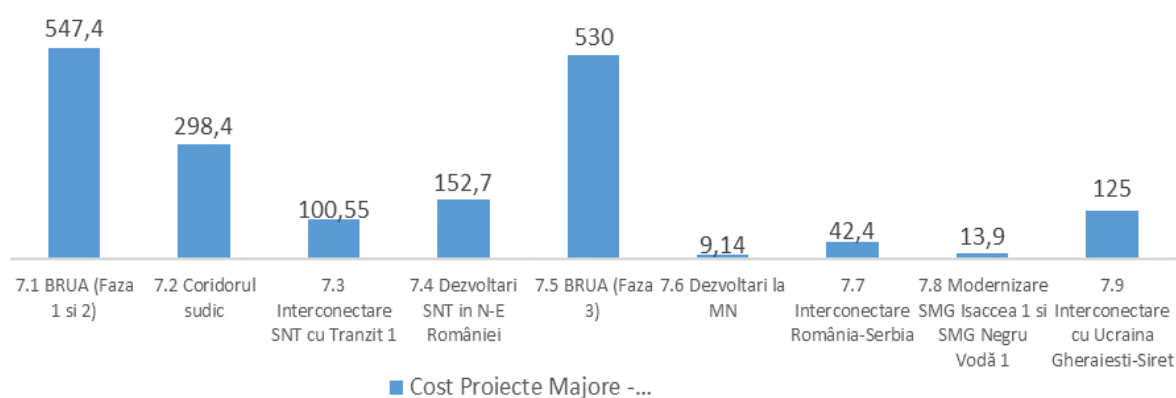


Grafic 21 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz

Mențiune

Față de Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale 2017-2026, în care proiectele 7.6 și 7.7 erau LA non FID, acestea au devenit A non FID, iar proiectul 7.3 a trecut de la statutul LA non FID la FID.

9.2 Costul Proiectelor



Grafic 22-Costul proiectelor majore (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a costurilor proiectelor majore:

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria - Austria	547,4 Faza I: 478,6 Faza II: 68,8	Faza I: 2019 Faza II: 2022	Asigurarea unei capacități 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" atât pe prima, cât și pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	FID
2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	298,4	2020	Preluarea gazelor ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului și valorificării lor în România și pe piețele europene este de importanță strategică pentru Transgaz. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	A non FID
3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea.	100,55 Faza I: 8,36 Faza II: 92,19	Faza I: 2018 Faza II: 2019	Transgaz are un interes deosebit să implementeze acest proiect din următoarele considerente: - pentru a elimina posibilitatea impunerii de către Comisia Europeană a unor penalități financiare extrem de costisitoare; - pentru a-și asigura venituri cât mai substanțiale prin valorificarea acestor capacități, după ce contractele de tip take or pay expiră. Menționăm faptul că acest proiect face parte din prima, a II-a și a III-a listă de proiecte de interes comun la nivelul UE	FID
4	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	152,7	2019	Asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.	A non FID
5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)*	530	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.	LA non FID
6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	9,14	2019	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre.	A non FID
7	Interconectare România - Serbia	42,4	2020	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare și creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	A non FID
8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	13,9	2019	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	FID
9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret	125	2025	Realizarea unui interconectări cu Ucraina pe direcția Gherăești-Iași, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei .	LA non FID
TOTAL (2018-2027), din care:		~ 1,8 Mld Euro			
TOTAL PROIECTE FID și A non FID		~ 1,17 Mld Euro			

- Pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport

9.3 Planificarea investiției Proiectelor Strategice Transgaz pentru perioada 2018-2027

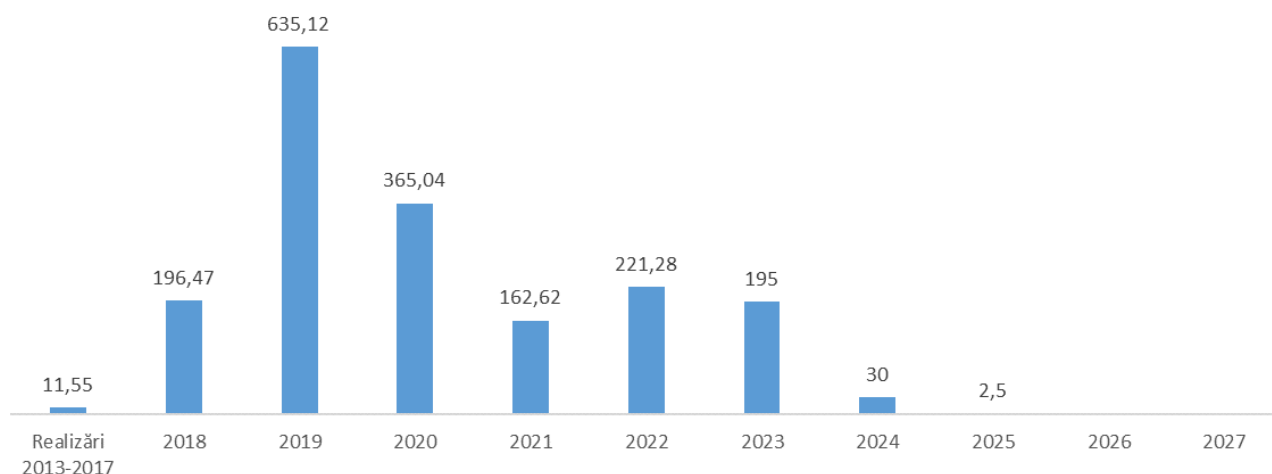
Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2017 Mil. Euro	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Statut proiect
Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria	800	529	547,4 Faza I 478,59 Faza II 68,80	8,52	165,3	260,12	44,65	-	-	-	-	-	-		FID
				0,1	0	0	0	27,52	41,28						A non FID
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	1000/1200	308	298,4	0,94	0,06	108,7	188,7	-	-	-	-	-	-		A non FID
Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	800	66	100,55	0,26	3,4	96,9	-	-	-	-	-	-	-		FID
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	165	152,7	1,59	22,7	128,4	-	-	-	-	-	-	-		A non FID
Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria -Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)	800	645*	530	-	-	-	110	135	135	150	-	-	-		LA non FID

Denumire obiectiv	D mm	L km	Valoare estimată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2017 Mil.Euro	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Statut proiect
Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră.	500	25	9,14	0,12	3,5	5,52	-	-	-	-	-	-	-	-	A non FID
Interconectarea România-Serbia	500	85	42,4	0,01	1	20,7	20,69								A non FID
Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1			13,9	0,01	0,1	13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	FID
Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret	700	130	125	0	0,4	1	1	0,1	45	45	30	2,5			LA non FID
TOTAL din care:			1.819,6	11,55	196,47	635,12	365,04	162,62	221,28	195	30	2,5	-	-	
TOTAL PROIECTE FID și A non FID			1.164,5	11,55	196,07	634,12	254,04	27,52	41,28	-	-	-	-	-	

- Pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport

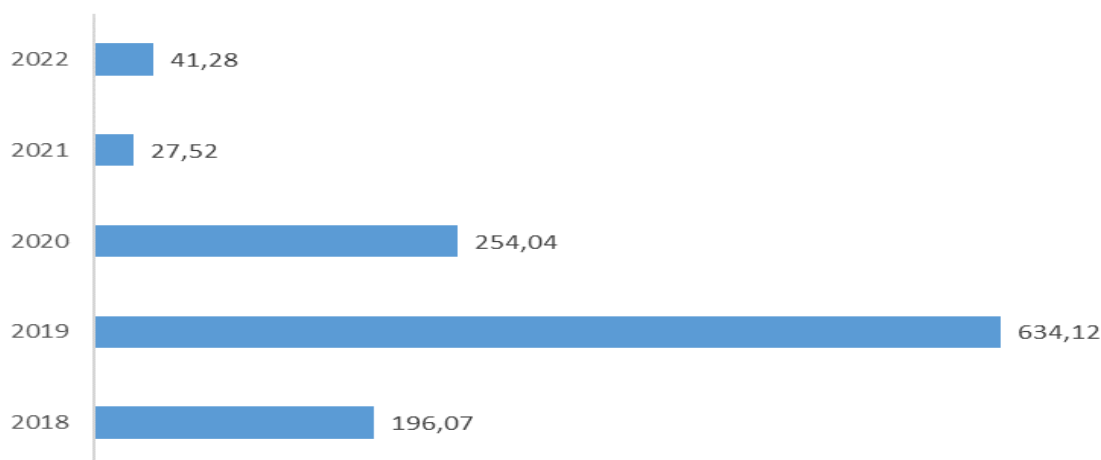
Tabel 7 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2018-2027

Efortul investițional al SNTGN Transgaz SA în funcție de termenele de finalizare ale tuturor proiectelor, inclusiv cele cu statut LA non FID, se prezintă astfel:



Grafic 23 -Efort investițional funcție de termenele de finalizare (inclusiv proiecte LA non FID) -mil. Euro

Efortul investițional al SNTGN Transgaz SA în funcție de termenele de finalizare ale proiectelor FID și A non FID, se prezintă astfel:



Grafic 24- Efortul investițional funcție de termenele de finalizare a proiectelor cu statut FID și A non FID -mil. Euro

9.4 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 naturale și interoperabilitatea sistemelor de transport gaze naturale din regiune;
- convergența prețului gazelor naturale în regiune;
- creșterea flexibilității sistemului european de transport gaze naturale prin realizarea de întreconectări în flux bidirecțional;
- deschiderea accesului României și Uniunii Europene spre o nouă sursă de gaze naturale -prin interconectarea coridorului BULGARIA – ROMÂNIA – UNGARIA – AUSTRIA cu Marea Neagră;
- creșterea concurenței pe piața europeană de gaze naturale 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.

9.5. Comparație TYNDP ENTSG 2017 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2018-2027

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2018	Denumire proiect PND	Cod proiect TYNDP 2017	Denumire proiect TYNDP 2017
1	7.1.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria	TRA-N-358	Development on the Romanian territory of the NTS (BG–RO–HU–AT Corridor)
2	7.2.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	TRA-N-362	Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor
3	7.3.	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional gaze naturale și Reverse Flow Isaccea	TRA-N-139	Interconnection of the NTS with the DTS and reverse flow at Isaccea
4	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	TRA-N-357	NTS developments in North-East Romania
5	7.5.	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)	TRA-N-959	Further enlargement of the BG–RO–HU–AT transmission corridor (BRUA) phase 3
6	7.6.	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	TRA-N-964	New NTS developments for taking over gas from the Black Sea shore
7	7.7	Interconectare România - Serbia		
8	7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1		
9	7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret		
10			TRA-F- 029	Romania-Bulgaria Interconnection (EEPR-2009-INTg-RO-BG)

Tabel 8- Comparație coduri PDSNT 2018 cu TYNDP 2017

Proiectul Interconectare România – Bulgaria (TRA-F-029) – proiect finalizat

Proiectul de Interconectare a Sistemelor de Transport Gaze Naturale din Bulgaria și România pe direcția Ruse–Giurgiu a fost realizat la finele anului 2016, în temeiul Memorandumului de Înțelegere semnat între BULGARTRANSGAZ EAD și SNTGN Transgaz SA la data de 01.06.2009.

DESCRIEREA PROIECTULUI

Proiectul de interconectare cuprinde următoarele obiective:

- Conductă terestră (Dn 500 mm, PN 40 bar, L= 5,1 km) pe teritoriul românesc între Stația de Măsurare Gaze naturale (SMG) Giurgiu și punctul de subtraversare a Dunării de pe malul românesc și SMG în vecinătatea localității Giurgiu - sarcina implementării a revenit SNTGN Transgaz SA;
- Conductă terestră (Dn 500 mm, PN 40 bar, L = 15,4 km) pe teritoriul bulgar, între Stația de Măsurare Gaze naturale (SMG) Ruse și punctul de subtraversare a Dunării aferent malului bulgar și SMG în vecinătatea localității Ruse – sarcina implementării a revenit Bulgartransgaz EAD;
- Subtraversarea Dunării cu două conducte (DN 500 mm, PN 50 bar), fiecare fir având o lungime de 2,1 km, reprezentând Conducta Principală și Conducta de Rezervă – sarcina implementării a fost comună Transgaz și Bulgartransgaz

Valoarea totală eligibilă estimată a proiectului a fost de aproximativ 23 milioane Euro, defalcată după cum urmează:

- aproximativ 11 milioane Euro, pentru partea română;
- aproximativ 12 milioane Euro, pentru partea bulgară.

Proiectul a avut alocată o finanțare din partea Comisiei Europene (în cadrul programului EEPR, Decizia de Finanțare nr. C(2010)5962/06.09.2010) de max. 4,5 mil euro pentru segmentul românesc și max 4,1 mil. euro, pentru segmentul bulgar.

Finanțarea din partea Comisiei Europene a fost diferențiată pe activități cu procente între 36% la 40% din valoarea eligibilă estimată.

Pentru subtraversarea Dunării cei doi Beneficiari - TRANSGAZ și BULGARTRANSGAZ au convenit să desfășoare, în baza unor acorduri de colaborare, două proceduri de achiziție, după cum urmează:

- (a) pentru Conducta Principală – conform legislației achizițiilor publice din Bulgaria;
- (b) pentru Conducta de Rezervă – conform legislației achizițiilor publice din România.

Ambele proceduri de achiziție publică au fost finalizate cu succes prin încheierea contractelor de lucrări cu Executanții declarați câștigători, după cum urmează:

În data de **06.04.2016**, s-a semnat contractul de execuție lucrări pentru subtraversarea Dunării cu Conducta principală, între TRANSGAZ – BULGARTRANSGAZ și SC HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS SRL Ploiești, România.

Operațiunile aferente construirii conductei principale au fost finalizate, Procesul Verbal de Punere în Funcțiune fiind semnat la data de 4.11.2016.

În data de **30.05.2016**, TRANSGAZ și BULGARTRANSGAZ au semnat contractul cu ofertantul declarat câștigător al licitației pentru contractarea lucrărilor de construire a Conductei de rezervă pentru subtraversarea fluviului Dunărea – Asocierea INSPET SA, lider – HABAU PPS Pipeline Systems SRL, asociat.

Operațiunile aferente construirii conductei de rezervă au fost finalizate, Procesul Verbal de Punere în Funcțiune fiind semnat la data de 22.12.2016.

Interconectarea – finalizată din punct de vedere tehnic în 2016 – a devenit operațională după derularea licitațiilor de alocare de capacitate, în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 2013/984 de stabilire a unui Cod al Rețelei privind Mecanismele de Alocare a Capacității, la 1 ianuarie 2017.

Părțile au semnat un Acord de Interconectare - în conformitate Regulamentul (UE) nr. 2015/703 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date – care prevede atât aspecte privind operarea punctului de interconectare Ruse-Giurgiu cât și aspecte privind procedura de alocare a capacității aferente.

Caracteristicile tehnice ale interconectării sunt:

- capacitate maximă de transport – 1,5 mld. mc/an;
- capacitate minimă de transport – 0,5 mld. mc/an;
- presiune nominală – 50 bar;
- presiune de operare – 21-40 bar;
- diametrul conductei de interconectare – DN 500.

Obiectiv	Stadiu
Stația de Măsurare Gaze (SMG) Giurgiu	REALIZAT
Stația de Măsurare Gaze (SMG) Ruse	REALIZAT
Grupul de Robinete de secționare și Conducta terestră de la SMG Giurgiu la Grupul de Robinete de pe malul românesc al Dunării	REALIZAT
Grupul de Robinete de secționare și Conducta terestră de la SMG Ruse la Grupul de Robinete de pe malul bulgar al Dunării	REALIZAT
Țeava de protecție și pozarea cablului de fibră optică pentru transmisia de date, care subtraversează fluviul Dunărea	REALIZAT
Conexiunea cablului de fibră optică la cele două SMG – Giurgiu și Ruse	REALIZAT
Subtraversarea fluviului Dunărea (Conducta principală și Conducta de rezervă)	REALIZAT
CONDUCTA PRINCIPALĂ	REALIZAT
CONDUCTA DE REZERVĂ	REALIZAT

9.6 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. Decizia de investiție este **una dintre deciziile manageriale cele mai încărcate de răspundere, deoarece investițiile vizează obiectivele strategice ale companiei pe termen lung și deci dezvoltarea durabilă a acesteia.**

În analiza resurselor financiare s-a luat în considerare doar necesarul acoperirii proiectelor cu statut FID și A non FID.

În ceea ce privește modalitățile de finanțare luate în considerare pentru realizarea proiectelor majore de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2018 – 2027 sunt constituite din:

- Surse proprii;
- Surse atrase.

Valoarea Proiectelor Majore Transgaz pentru perioada 2018-2027, cu statut FID și A non FID, estimată la aprox.1,165 miliarde euro, va fi acoperită în procent de 35% din surse proprii, iar 65%, din surse atrase.

SNTGN Transgaz SA se preocupă, prin eforturi susținute, de obținerea de asistență financiară nerambursabilă pentru finanțarea proiectelor de investiții cu impact asupra modernizării, rețehnologizării și dezvoltării infrastructurii SNT, în vederea obținerii unui mix de finanțare care să asigure cel mai redus cost în finanțarea programului de dezvoltare.

10. PLANUL DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE INVESTIȚII 2018

Pentru anul **2018** valoarea totală a lucrărilor de modernizare și dezvoltare investiții, strict pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale este de 604.012.102 lei.

Valoarea totală a investițiilor pentru anul 2018 este de 1.860.205.288 lei aceasta cuprinzând și:

- valoarea achiziției unor părți sociale la operatorii de profil din Europa – 768.112.788 lei;
- valoarea țevii propusă spre achiziție – 387.165.842 lei;
- valoarea investițiilor în bunuri proprii - 65.832.058 lei;
- valoarea investițiilor aferente tehnologiei informației și telecomunicații - 17.268.308 lei;
- valoarea proiectării (taxe + proiectare terți) pentru lucrările de dezvoltare SNT – 11.135.718 lei;
- valoarea unor studii de fezabilitate – 6.678.472 lei.

Prioritizarea obiectivelor de investiții pentru dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale:

Nr. crt.	PMDI 2018- Proiecte strategice de investiții:	Bugetat (mii lei)
1	DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA - ROMÂNIA - UNGARIA - AUSTRIA (BRUA)	436.193
2	DEZVOLTARI ALE SNT ÎN ZONA DE NORD - EST ÎN SCOPUL ÎMBUNĂTĂȚIRII APROVIZIONĂRII CU GAZE A ZONEI PRECUM ȘI A ASIGURĂRII CAPACITĂȚII DE TRANSPORT SPRE - REPUBLICA MOLDOVA	48.754
3	NOI DEZVOLTĂRI ALE SNT ÎN SCOPUL PRELUĂRII GAZELOR DE LA ȚĂRMUL MĂRII NEGRE (Vadu -T1)	16.200
4	INTERCONECTAREA SNT CU CONDUCTA DE TRANSPORT INTERNAȚIONAL GAZE NATURALE T1 ȘI REVERSE FLOW ISACCEA	500
5	DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A CORIDORULUI SUDIC DE TRANSPORT PENTRU PRELUAREA GAZELOR NATURALE DE LA ȚĂRMUL MĂRII NEGRE (Țărmul Mării Negre – Podișor)	100
TOTAL		501.747
reprezentând 83% din valoarea totală a lucrărilor de modernizare și dezvoltare investiții pt SNT în anul 2018		
	TOP 10 alte lucrări PMDI	
1	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø32" ȘENDRENI – SILIȘTEA – BUCUREȘTI, zona Scorțaru Vechi - Comăneasca	15.510
2	Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I.	9.054
3	S.R.M. Ișalnița	6.500
4	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø20" CRAIOVA - SEGARCEA – BAILEȘTI - CALAFAT, et.I, tr. Craiova - Segarcea	5.050
5	CONDUCTA DE RACORD Ø 28" SRM SIDEX GALAȚI	3.500
6	MODERNIZARE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE A MUN. PLOIEȘTI	2.900
7	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" MINTIA - BRAD - ȘTEI, et.I MINTIA - BRAD	2.520
8	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28 " GANEȘTI - IDRIFAIA - COROI	2.510
9	SRM Clinceni - Eficientizarea sistemului de măsură prin completarea instalației tehnologice cu elemente/echipamente corespunzătoare	2.398
10	MONTARE GĂRI DE PRIMIRE/LANSARE GODEVIL LA POSADA PENTRU CONDUCTELE Ø20" STALP 89 - POSADA ȘI Ø20" POSADA – MOȘU	2.205
TOTAL		52.147
reprezentând 9% din valoarea totală a lucrărilor de modernizare și dezvoltare investiții pentru SNT în anul 2018		

Tabel 9 – Prioritizarea proiectelor de investiții

11. CONCLUZII

România aspiră să devină un pol energetic în estul Europei atât din punct de vedere a realizării unei rețele de transport gaze naturale puternic interconectată cu rețelele similare de transport gaze naturale din regiune cât și din punct de vedere a furnizării de gaze naturale.

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 rețelilor 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 rețelilor este astăzi, o prioritate în politica energetică a României.

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

Pentru a răspunde cerințelor politicii Uniunii Europene în domeniul energiei bazată pe trei obiective fundamentale: **siguranță energetică, dezvoltare durabilă și competitivitate**, **SNTGN Transgaz SA** a prevăzut în planul de administrare pentru perioada 2017-2021 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, 2018 – 2027**, **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 următoare.

La orizontul anului 2027, 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 (Mediterrana de Est);
- prin interconexiunea Bulgaria –România va putea fi importat gaz caspic din Coridorul Sudic de Gaz.

Conștient de această responsabilitate, managementul companiei Transgaz a demarat unul 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 aprox. 1,8 miliarde euro, proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor noi culoare de transport gaze naturale esențiale nu numai pentru valorificarea pe piața autohtonă și pe piețele din regiune a resurselor de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, cât și pentru integrarea României pe marile trasee transfrontaliere ale Coridorului Sud-Est/Nord-Sud al Europei.

Capabilitatea companiei de a se transforma și de a răspunde, în anii ce urmează, cerințelor generate de resursele gazeifere ale României, va fi una din cele mai mari provocări întâmpinate de o companie românească (nu numai de stat) în ultimele două decenii. Abilitatea companiei de a executa acest program de investitii, 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.

DIRECTOR GENERAL
STERIAN Ion

Director General Adjunct
Târsac Grigore

Director General Adjunct
Hațegan Gheorghe

Director Economic
Lupean Marius

Departamentul Strategie și Management Corporativ
Director Ghidiu Elisabeta

Listă figuri, grafice și tabele

Figura 1 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei	34
Figura 2 - Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria.....	35
Figura 3 – Implementarea etapizată a Proiectului BRUA	36
Figura 4 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea	39
Figura 5 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional.....	41
Figura 6 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României	43
Figura 7- Dezvoltare BRUA 3	45
Figura 8 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră	47
Figura 9 - Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad - Mokrin	49
Figura 10 - Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	50
Figura 12 - Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA Mediaș.....	76
Figura 13- Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	77
Figura 14 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT	79
Figura 15 - Culoarele de transport gaze naturale din SNT	81
Figura 16 - Harta proiectelor majore din SNT	82
Figura 17 - Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România	83
Figura 18 - Harta țărilor vecine României și lungimile sistemelor de transport gaze naturale	84

Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane.....	6
Grafic 2 -Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2017	6
Grafic 3- Structura veniturilor din exploatare	8
Grafic 4 - Structura actuală a acționariatului Transgaz	8
Grafic 5--Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008 –2016 (GWh).....	18
Grafic 6 - Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008 -2016.....	18
Grafic 7--Evoluția parcului de capacități producție energie electrică disponibile, fără investiții în capacități noi	19
Grafic 8 – Structura mixului energiei primare în 2015 și 2030	20
Grafic 9 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2015 și 2030.....	21
Grafic 10 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000 -2050 conform	21
Grafic 11 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2017 – 2035	21
Grafic 12 - Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008– 2017 (mld mc/an)	22
Grafic 13- Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008 – 2017	22
Grafic 14 – Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000 – 2050 conform.....	23
Grafic 15 – Prognoza producției interne de gaze naturale în perioada 2017 – 2037.....	24
Grafic 16 – Capacități rezervate în perioada 2008-2018	25
Grafic 17 – Prognoza necesarului de capacitate de înmagazinare pentru perioada 2018- 2037.....	26
Grafic 18 - Statut Proiecte Majore de înmagazinare – Romgaz.....	58
Grafic 19 - Costul Proiectelor Majore- Romgaz (mil. EURO).....	58
Grafic 20- Efortul investițional – Romgaz - funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)	59
Grafic 21 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz	61
Grafic 22-Costul proiectelor majore (mil.Euro).....	61

Grafic 23 -Efort investițional funcție de termenele de finalizare (inclusiv proiecte LA non FID) -mil. Euro	64
Grafic 24- Efortul investițional funcție de termenele de finalizare a proiectelor cu statut FID și A non FID -mil. Euro	65

Tabel 1- Cantitățile de gaze naturale transportate, consumul tehnologic și ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2017.....	5
Tabel 2- Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale), transportate și consum tehnologic în perioada 2018 -2027	6
Tabel 3– Acționariatul Transgaz	8
Tabel 4 - PEAK și consum maxim 14 zile	19
Tabel 5 - Punctele de import gaze naturale	29
Tabel 6 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani	30
Tabel 7- Statutul Proiectelor Majore pentru perioada 2018-2017.....	61
Tabel 8 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2018-2027	64
Tabel 9- Comparatie coduri PDSNT 2018 cu TYNDP 2017.....	66
Tabel 10 – Prioritizarea proiectelor de investiții	70
Tabel 11 – Principalele componente ale SNT la data de	78
Tabel 12 – Analiza principalelor obiective ale SNT din perspectiva duratei de funcționare.....	78
Tabel 13 – Starea tehnică a grupurilor de comprimare.....	78
Tabel 14 – Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră	80
Tabel 15 – Caracteristici tehnice ale conductelor de transport internațional gaze naturale	80

Definiții și abrevieri

ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
CE	Comisia Europeană
CEF-Energie	Connecting Europe Facility
CESEC	Central East South Europe Gas Connectivity
ROHUAT/BRUA	Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria –Austria
NSI-EAST	Coridorul Estic Nord – Sud
PCI	Proiecte de Interes Comun
POIM	Programul Operațional Infrastructură Mare
AP	Axa Prioritară (POIM)
OS	Obiectiv Strategic (POIM)
TANAP	Conducta Trans-Anatolian Pipeline (TANAP);
TAP	Conducta Trans Adriatic Pipeline
IGB	Interconectorul Grecia – Bulgaria
AGRI	Interconectorul Azerbaidjan-Georgia-Romania-Ungaria
BRUA	Conducta Bulgaria – România – Ungaria - Austria
SNTGN	Societatea Națională de Transport Gaze Naturale
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agenția Națională a Resurselor Minerale
BVB	Bursa de Valori București
SNT	Sistemul Național de Transport gaze naturale
SRM	Stație de Reglare Măsurare gaze naturale
SCV	Stație Comandă Vane
NT	Noduri Tehnologice
SMG	Stație de măsurare pe conductele de transport internațional
SCG, SC	Stație de Comprimare gaze naturale
SPC	Stație de Protecție Catodică
SOG	Stație de Odorizare gaze naturale
SCADA	Sistem de Comandă și Achiziție Automată a Datelor
BG	Bulgaria
UA	Ucraina
HU	Ungaria
RO	România
DN	Diametru Nominal
L	Lungime
Pn	Presiune nominală



Figura 13 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale
13.350 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de tranzit
▪ 1.126 stații de reglare măsurare gaze naturale
▪ 58 stații de comandă vane (SCV, NT);
▪ 6 stații de măsurare a gazelor naturale din import
▪ 6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG);
▪ 3 stații de comprimare gaze (SCG);
▪ 1.042 stații de protecție catodică (SPC);
▪ 872 stații de odorizare gaze (SOG).

Tabel 10 – Principalele componente ale SNT la data de 31.12.2017

Analiza principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare			
Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Stații de Reglare Măsurare (Direcții)
> 40 ani	6.397	339	141
30 - 40 ani	1.996	133	61
20 -30 ani	689	220	164
10-20 ani	1.723	931	610
< 10 ani	757	165	257
TOTAL	11.562	1.788	1.126 SRM-uri (1.233 direcții de măsurare)
	13.350		

Tabel 11 – Analiza principalelor obiective ale SNT din perspectiva duratei de funcționare

Starea tehnică a grupurilor de comprimare			
S.T.C.	GRUP COMPRIMARE	Luna/an PIF	STARE TEHNICĂ
VINȚU	G1 (3,2 MW)	III 1966	Grupurile de comprimare sunt depășite tehnic și moral. Dacă din punct de vedere tehnologic, în noul context al fluxurilor de gaze în SNT, stația va trebui să fie funcțională, atunci se va impune o modernizare completă a instalațiilor.
	G2 (3,2 MW)	III 1966	
ȘINCA	G1 (3,2 MW)	II 1974	Grupurile 1 și 2 (stația 1) în stare de funcționare. Stația 1 a fost modernizată în perioada 2010-2013 fără schimbarea grupurilor de comprimare. Grupurile 3 și 4 (stația 2) au fost montate prin programul de modernizare în 2015 (PIF 15.12.2015)
	G2 (3,2 MW)	II 1974	
	G3 (4,6 MW)	XII 2015	
	G4 (4,6 MW)	XII 2015	
DEALU FRUMOS	G1 (0,75 MW)	VI 1987	Grupurile de comprimare în stare de funcționare-activitate suspendată, personal transferat la STC Șinca și Sector Agnita. (în conservare)
	G2 (0,75 MW)	XI 1987	
	G3 (0,75 MW)	XI 1987	
	G4 (0,75 MW)	XII 1987	
ONEȘTI	G1 (3,2 MW)	VIII 1976	În stare de funcționare, s-a modernizat instalația tehnologică în cadrul programului de modernizare 2010-2015.
	G2 (3,2 MW)	IV 2007	
SILIȘTEA	G1 (3,2 MW)	XII 1980	În stare de funcționare – necesită modernizarea sistemelor de automatizare. Reabilitare termică clădiri și instalații de încălzire în perioada 2014-2015.
	G2 (3,2 MW)	XII 1980	

Tabel 12 – Starea tehnică a grupurilor de comprimare

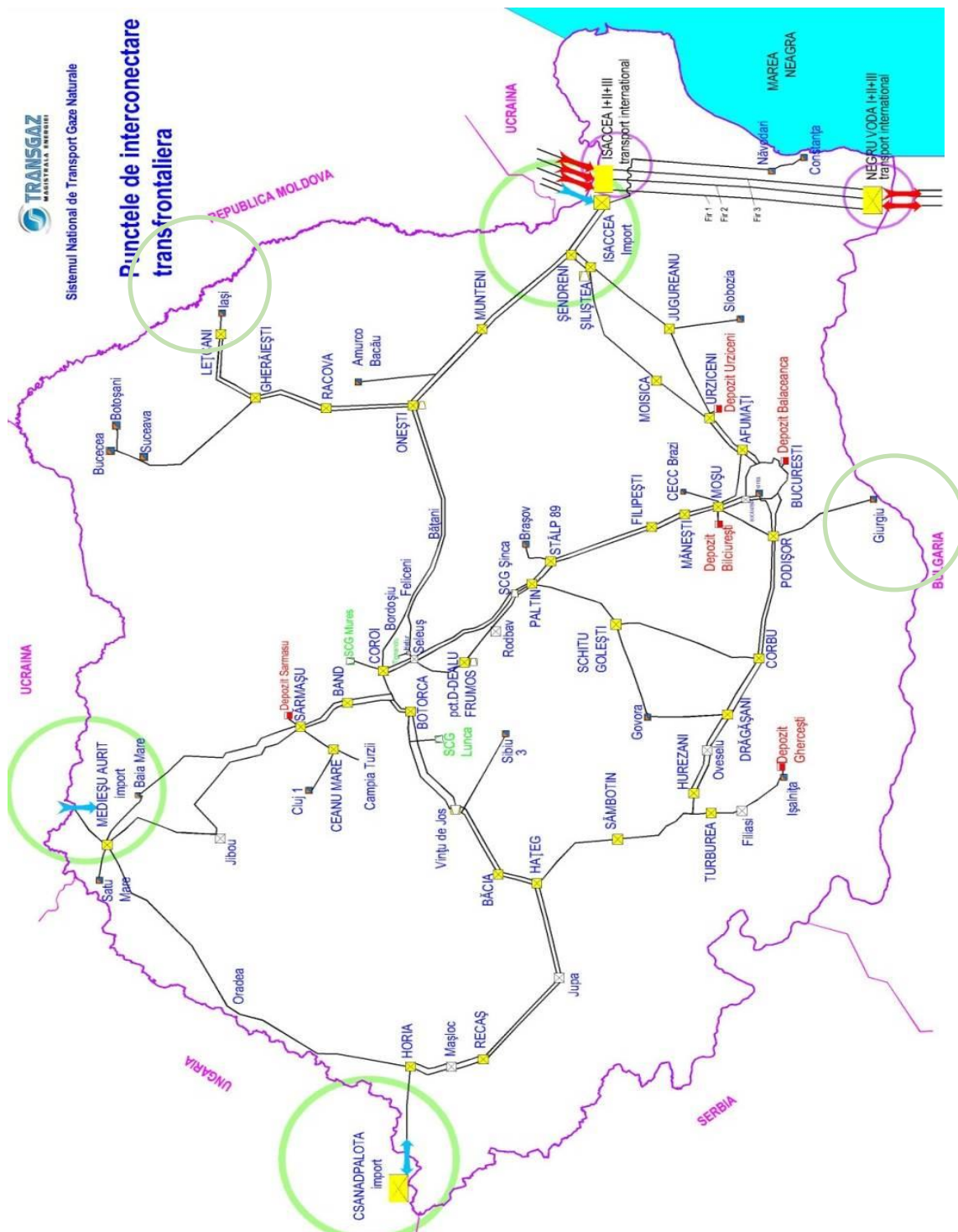


Figura 13 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră și transport internațional de gaze naturale

Caracteristici ale conductelor de interconectare transfrontalieră	
UCRAINA	Orlovka (UA) – Isaccea (RO) DN 1000 Capacitate = 8.6 mld.mc/an $P_{max} = 55$ bar
	Tekovo (UA) – Medieșu Aurit (RO) DN 700 Capacitate = 4.0 mld.mc/an $P_{max} = 70$ bar
UNGARIA	Szeged (HU) – Arad(RO)- Csanadpalota DN 700 Capacitate = 1.75 mld.mc/an $P_{max} = 63$ bar
REPUBLICA MOLDOVA	Ungheni (MO) – Iași (RO) DN 500 Capacitate = 1.5 mld.mc/an $P_{max} = 50$ bar
BULGARIA	Ruse (BG) – Giurgiu (RO) DN 500 Capacitate = 1.5 mld.mc/an $P_{max} = 40$ bar

Tabel 13 – Caracteristici tehnice ale conductelor de interconectare transfrontalieră

Caracteristici ale conductelor de transport internațional gaze naturale
-Conducte dedicate care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport gaze naturale-

Transport internațional al gazelor naturale pentru Bulgaria	
FIR I:	DN 1000 L = 183,5 km Capacitate tehnică = 6.1 mld. Smc/an
Transport internațional de gaze naturale pentru Turcia, Grecia, Macedonia	
FIR II:	DN 1200 L = 186 km Capacitate tehnică = 9,6 mld. Smc/an
FIR III:	DN 1200 L = 183,5 km Capacitate tehnică = 9,7 mld. Smc/an

Tabel 14 – Caracteristici tehnice ale conductelor de transport internațional gaze naturale

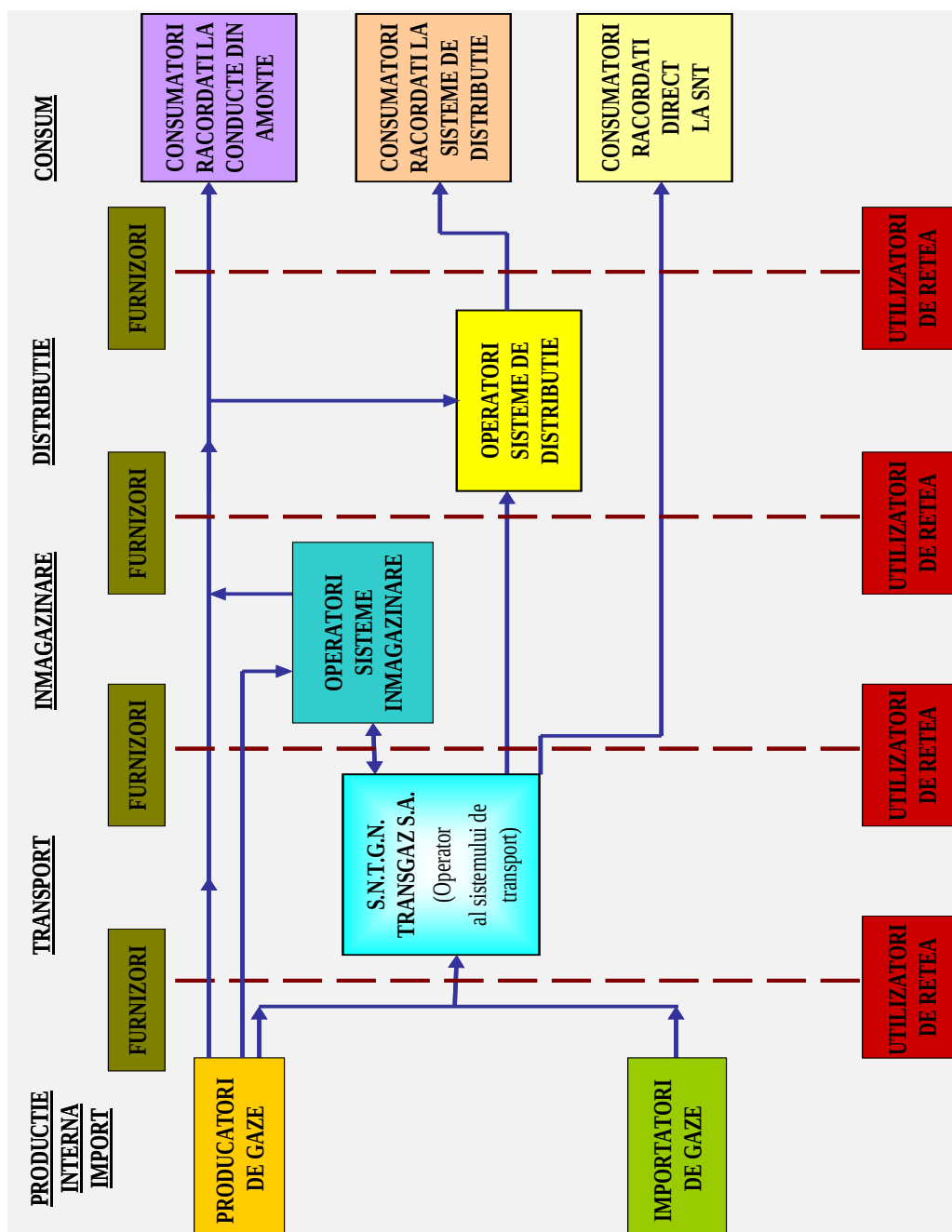


Figura 16 - Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România

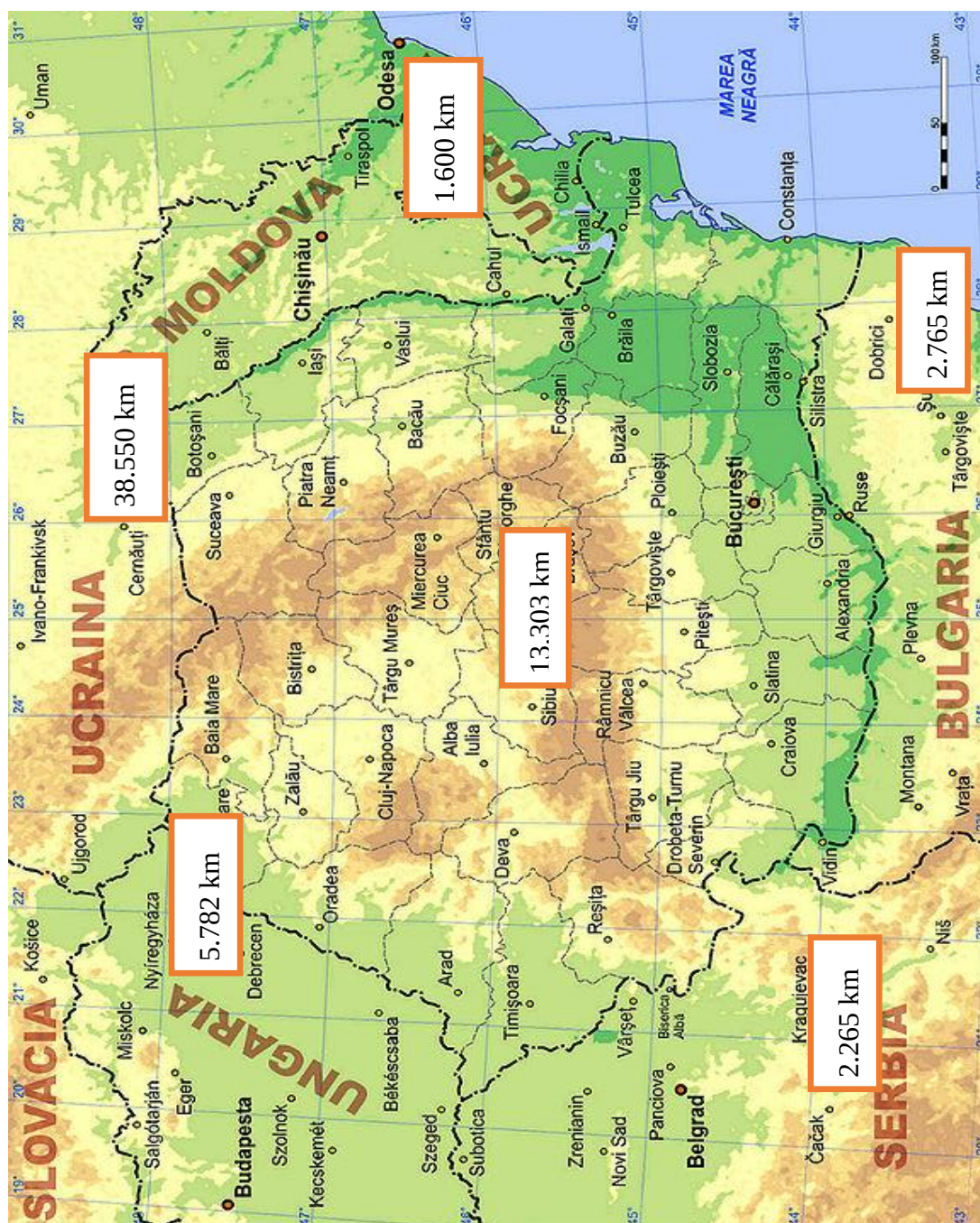


Figura 17 - Harta țărilor vecine României și lungimile sistemelor de transport gaze naturale