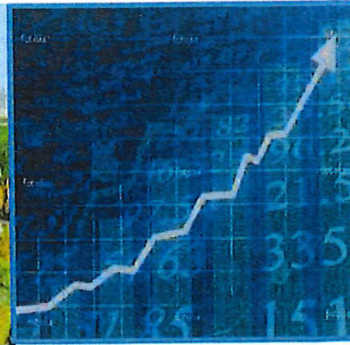
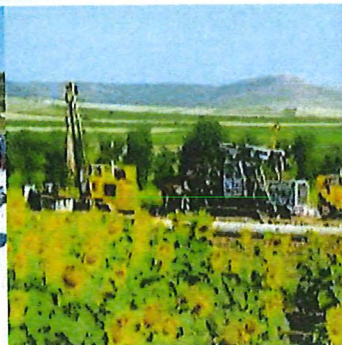
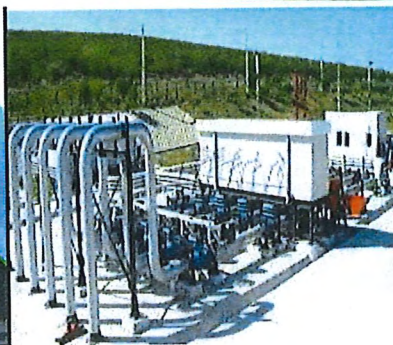


SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ

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

2020 - 2029



CUPRINS

1. INTRODUCERE	3
1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2019-2028.....	4
2. PROFILUL COMPANIEI.....	6
2.1 Activitatea societății.....	6
2.2 Acționariat.....	9
2.3 Organizare și conducere	10
3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE	12
4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE	16
4.1 Piața gazelor naturale din România.....	16
4.2 Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale.....	19
4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale	23
5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE	24
5.1 Consumul de gaze naturale	24
5.1.1 Istoric consum gaze naturale 2008-2019	24
5.1.2 Consumul sezonier și vârful de consum	24
5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2020-2030	25
5.2 Producția de gaze naturale.....	28
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008-2019	28
5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale 2020-2030.....	29
5.3. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale	31
5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale.....	31
5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale.....	33
6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE.....	33
7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE.....	38
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA)	42
7.1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) – Faza I	44
7.1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) – Faza II.....	48
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	51
7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	53
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.....	56
7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)	59
7.6 Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.....	61
7.7 Interconectarea România-Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia	63
7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	65
7.9 Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret.....	68
7.10 Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	71

7.11 Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	73
7.12 Eastring-România	75
7.13 Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	77
7.14 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale ...	79
7.15 Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	82
7.16 Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	84
7.17 Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.....	86
8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE.....	87
I. OPERATE DE DEPOGAZ PLOIEȘTI-PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE	87
8.1 Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești.....	87
8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	88
8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova).....	90
8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania).....	91
II. OPERATE DE DEPOGAZ MUREȘ-PROIECT MAJOR DE ÎNMAGAZINARE	93
8.5. Unitate de stocare-Depomureș-Retehnologizarea și dezvoltarea Depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș.....	93
8.6. ANALIZA PROIECTELOR DE ÎNMAGAZINARE.....	95
8.6.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):	95
8.6.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare	96
9. ANALIZA PROIECTELOR STRATEGICE TRANSGAZ	97
9.1 Statutul Proiectelor.....	97
9.2 Costul Proiectelor.....	100
9.3 Planificarea investiției Proiectelor Strategice Transgaz pentru perioada 2020-2029.....	108
9.4 Beneficiile Proiectelor	111
9.5. Comparație TYNDP ENTSOG 2018 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2020-2029.....	111
9.6 Modalități de finanțare	115
9.7 Scenarii do minimum și do maximum.....	116
10. Planul de modernizare și dezvoltare investiții pentru sistemul național de transport gaze naturale în perioada 2018-2022	118
11. CONCLUZII	126
Definiții și abrevieri.....	128

Anexe confidențiale:

Anexa A: PMDI 2020-2029

Anexa A1: PMDI 2020-2029 – centralizat

Anexa B: Proiecte Majore – defalcare anuală

Anexa C: Surse de finanțare Proiecte Majore

Anexa D: Program de mentenanță 2020-2029

Anexa E: Analiza de impact a investițiilor în tariful de transport



1. INTRODUCERE

În considerarea respectării cerințelor art. 22 din Directiva Europeană CE/73/2009 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 2020-2029**.

Documentul prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și a proiectelor majore pe care societatea intenționează să le implementeze în următorii 10 ani. Scopul este atingerea unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru a oferi actorilor de pe piață posibilitatea informării din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2020-2029 elaborat în conformitate cu prevederile **Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale**, cu obiectivele propuse în proiectul Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare a 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;
- asigurarea racordării terților la sistemul de transport, conform unor reglementări specifice, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- extinderea, până în decembrie 2021, a rețelei de conducte, până la intrarea în localitățile atestate ca stațiuni turistice de interes național, respectiv local, când aceste localități se află la o distanță de maximum 25 km de punctele de racordare ale operatorilor de transport și de sistem;
- asigurarea racordării la rețeaua de gaze naturale a investițiilor noi, generatoare de locuri de muncă.

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 gaze naturale 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 2020–2029 s-a avut în vedere coordonarea cu TYNDP, GRIP-uri și planurile de dezvoltare pe 10 ani ale operatorilor de transport gaze naturale 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 își diversifice vectorii lor energetici și sursele energetice, dar în același timp să acționeze pentru modernizarea infrastructurii existente 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 acest sens Transgaz propune:

- promovarea unor proiecte de investiții care contribuie la realizarea unui sistem durabil de transport gaze naturale în condiții de siguranță prevăzute de legislația în vigoare, cu limitarea impactului asupra mediului și populației;
- realizarea proiectelor astfel încât impactul asupra mediului natural și a celui antropoc să fie minim;
- realizarea proiectelor astfel încât impactului asupra biodiversității să fie minim.

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 și cu protecția mediului.

Conform prevederilor legale, documentul se supune aprobării Autorității Naționale pentru Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE). Presentul document reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare a SNT în perioada 2019-2028 aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2080 din 11.12.2019.

1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2019-2028

- actualizarea capitolelor 2, 3, 4, 5 și 6 cu date de la sfârșitul anului 2019;
- actualizarea calendarelor estimate de desfășurare a proiectelor, a valorilor și termenelor de finalizare ale proiectelor din PDSNT 2019-2028 ca urmare a finalizării studiilor de fezabilitate, fezabilitate, a proiectelor tehnice sau a semnării unor contracte;
- introducerea unui număr de 3 proiecte noi pentru dezvoltarea sistemului de transport gaze naturale, după cum urmează:
 - Modernizarea SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2;

- Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3;
 - Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.
- introducerea unui subcapitol nou 9.7 - Scenarii do minimum și do maximum.

Nr. proiect	Denumire proiect	
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I	
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II	
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	
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 Republica Moldova	
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)	
7.6	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	
7.7	Interconectarea România-Serbia	
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret	
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	
7.12	Eastring-România	
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	
7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	
7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	
7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	

Proiect cuprins în:

	PDSNT 2014-2023
	PDSNT 2017-2026
	PDSNT 2018-2027
	PDSNT 2019-2028
	PDSNT 2020-2029

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, 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.

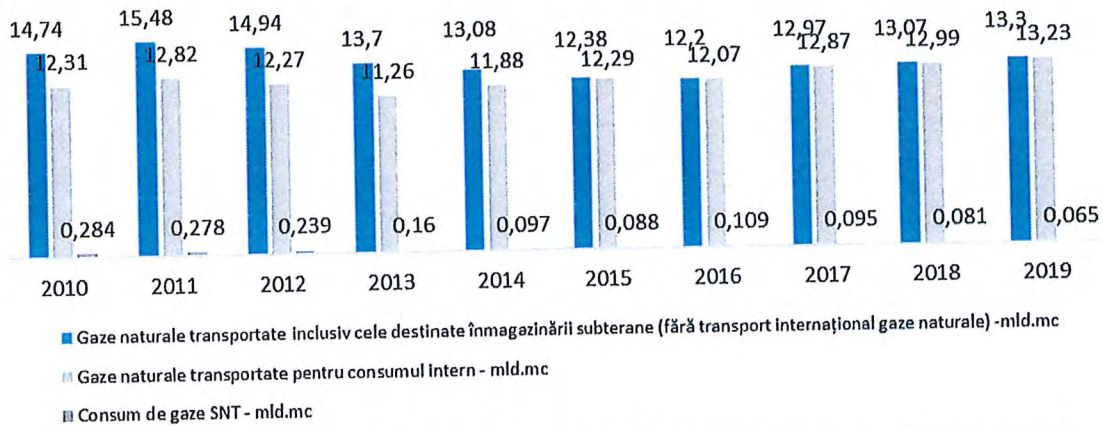
Activitatea de transport gaze naturale se desfășoară în baza Acordului de concesiune al conductelor, instalațiilor, echipamentelor și dotărilor aferente SNT, aflate în domeniul public al statului român, încheiat cu Agenția Națională pentru resurse Minerale (ANRM), ca reprezentantul statului român, aprobat prin HG nr. 668/20 iunie 2002 (publicat în MO nr. 486/8 iulie 2002), valabil până în 2032, modificat și completat ulterior prin 7 acte adiționale aprobate prin Hotărâre de Guvern.

Transport intern gaze naturale

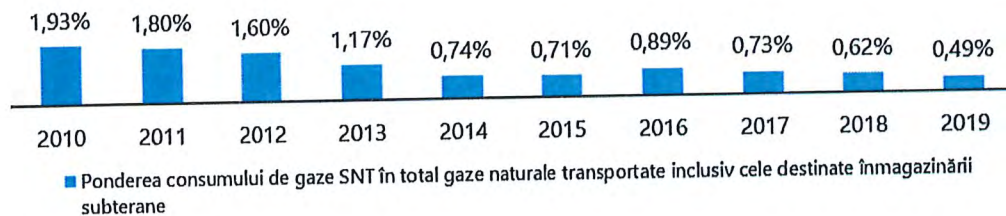
Activitatea de transport intern gaze naturale este desfășurată de Transgaz în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032. Transportul gazelor naturale este asigurat prin 13.430 km de conducte și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar.

Anul	um	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	13,07	13,30
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld.mc	12,31	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,07	12,87	12,99	13,23
Consum de gaze SNT, ce include consumul tehnologic și neînchiderile de bilanț SNT	mld.mc	0,284	0,278	0,239	0,160	0,097	0,088	0,109	0,095	0,081	0,065
Pondere consumului de gaze SNT 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	0,62	0,49

Tabel 1- Cantitățile de gaze naturale transportate, consumul de gaze SNT și ponderea acestuia în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2019



Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și consum de gaze SNT în perioada 2010-2019



Grafic 2 - Ponderea consumului de gaze SNT în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2019

Previțiuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și a consumului de gaze în SNT pentru perioada 2020-2029:

Anul	um	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld. mc	13,337	13,471	13,605	20,775	20,775	20,775	20,775	20,775	20,775	20,775
Gaze naturale transportate	mld. mc	13,254	13,387	13,521	20,691	20,691	20,691	20,691	20,691	20,691	20,691
Consum de gaze SNT, ce include consumul tehnologic și neînchiderile de bilant SNT	mld. mc	0,083	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
Pondere consumului de gaze SNT în total gaze naturale vehiculate	%	0,63	0,63	0,62	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41

Tabel 2- Previțiuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale) și consum de gaze SNT în perioada 2020 -2029

* 2019-2022-creștere anuală de 1%

Anul 2023-creștere cu 8,17 mld. mc sursa Marea Neagră

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 baza Legii energiei și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și în baza reglementărilor specifice în vigoare.

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, iar la sud de localitatea Negru Vodă există 3 interconectări cu sistemul similar de transport internațional gaze naturale din Bulgaria, dar 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.

Conectarea Conduței de transport Gaze naturale Isaccea 1–Negru Vodă 1 (T1) la Sistemul Național de Transport gaze naturale a fost o cerință a Comisiei Europene și unul din angajamentele solicitate de DG Competition și dă posibilitatea curgerii fizice a gazelor din conducta de transport internațional spre SNT (nu și invers).

Activitatea de transport internațional gaze naturale este efectuată prin două conducte de transport internațional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG-TK-GR (T2 și T3) fiecare cu următoarele caracteristici: DN 1200, L=186 km și capacitate tehnică de 9,579 mld. Smc/an (T2) și DN 1200, L=183,5 km și capacitate tehnică de 9,679 mld. Smc/an (T3) care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport.

Începând cu anul gazier 2019-2020, urmare a conectării Conduței de transport Gaze naturale Isaccea 1–Negru Vodă 1 la Sistemul Național de Transport gaze naturale, Negru Vodă 1 a devenit punct de interconectare al SNT și i se aplică prevederile aceleiași metodologii de tarifare (aprobată prin Ordinul ANRE 41/2019) aplicabilă atât punctelor de interconectare cu țările membre UE (Csanadpalota, Giurgiu Ruse) cât și punctelor interne ale Sistemului Național de Transport.

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".

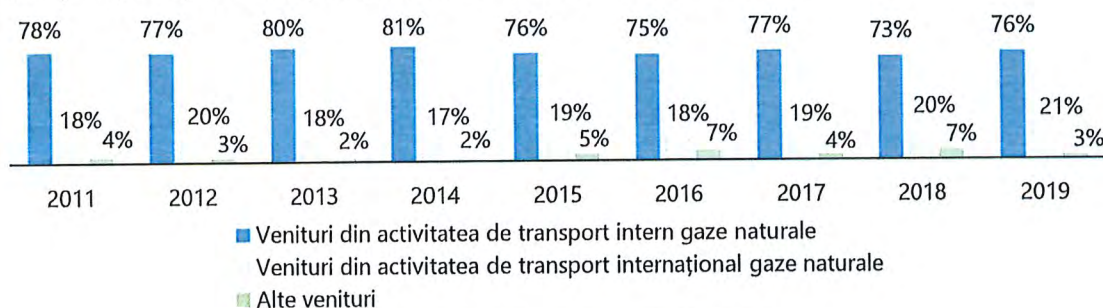
Reglementarea acestei situații este un proces complex din cauza, în principal a unor factori care depășesc sfera de competență a Transgaz. Cu toate acestea, compania își propune rezolvarea acestor aspecte și conformarea la prevederile cadrului de reglementare european.

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.**

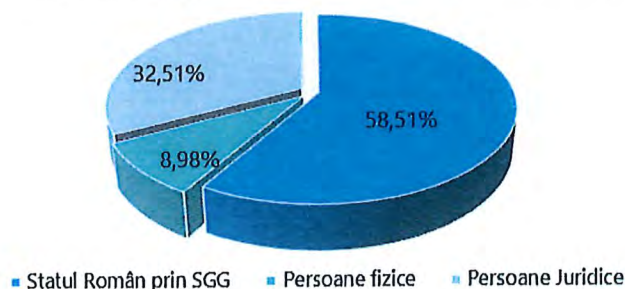
2.2 Acționariat

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 prin Secretariatul General al Guvernului	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice), din care	4.885.004	41,4903
✓ persoane fizice	1.057.641	8,9830
✓ persoane juridice	3.827.363	32,5073
Total	11.773.844	100,00

Tabel 3- Acționariatul Transgaz

Structura acționariatului TGN la 31 Decembrie 2019



Grafic 4 - Structura actuală a acționariatului Transgaz

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;
- 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;
- Sediul secundar Transgaz: Mediaș, str. I.C. Brătianu nr.3, bl. 3, ap.75, jud. Sibiu.

Transgaz are în componență **9 exploatari teritoriale și o sucursală:**

- **Exploatarea teritorială Arad**, str. Poetului nr. 56, localitatea Arad, jud. Arad, cod 310369;
- **Exploatarea teritorială Bacău**, str. George Bacovia nr. 63, localitatea Bacău, jud. Bacău cod 600238;
- **Exploatarea teritorială Brăila**, str. Ion Ghica nr. 5, localitatea Brăila, jud. Brăila, cod 810089;
- **Exploatarea teritorială Brașov**, str. Grigore Ureche nr. 12A, localitatea Brașov, jud. Brașov, cod 500449;
- **Exploatarea teritorială București**, str. Lacul Ursului nr. 24, sector 6, București, cod 060594;
- **Exploatarea teritorială Cluj**, str. Crișului nr. 12, localitatea Cluj-Napoca, jud. Cluj, cod 400597;
- **Exploatarea teritorială Craiova**, str. Arhitect Ioan Mincu nr. 33, localitatea Craiova, jud. Dolj, cod 200011;
- **Exploatarea teritorială Mediaș**, str. George Cosbuc nr. 29, localitatea Mediaș, jud. Sibiu, cod 551027;
- **Exploatarea teritorială Constanța**, str. Albastră nr. 1, localitatea Constanța, jud. Constanța, cod 900117;
- **Sucursala Mediaș**, Șoseaua Sibiului nr. 59, localitatea Mediaș, jud. Sibiu.

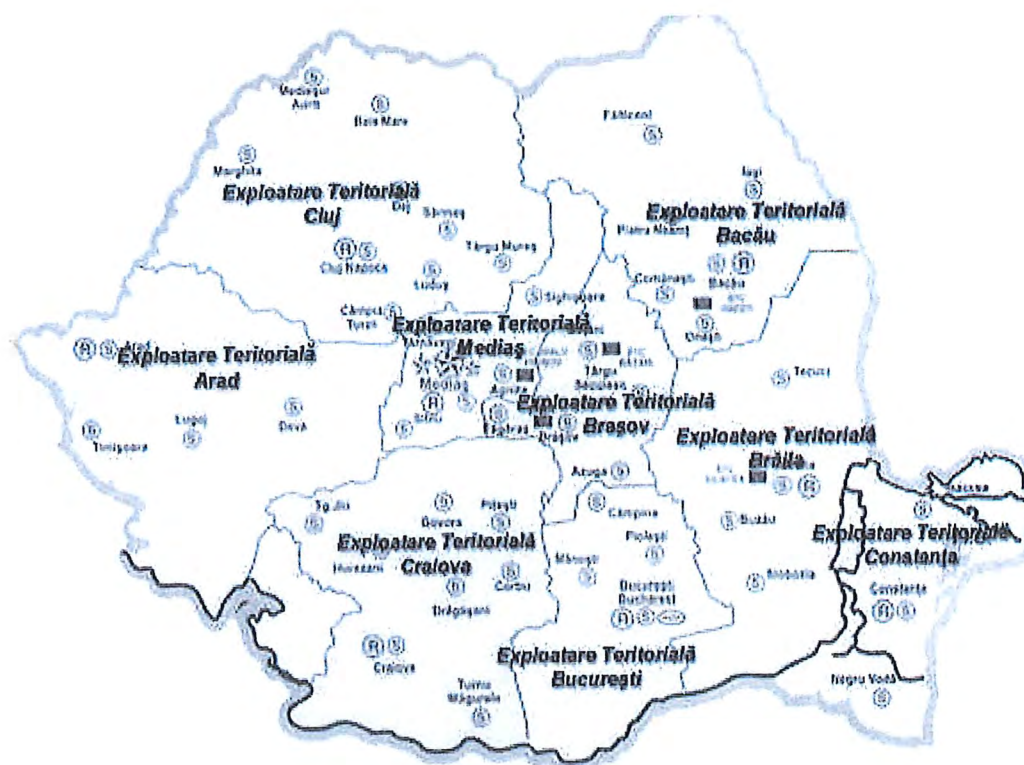


Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA

3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Prima conductă din cadrul Sistemului Național de Transport gaze naturale a fost pusă în funcțiune în anul 1914.

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

Ulterior, fluxurile de gaze naturale au suferit modificări importante din cauza declinului surselor din Bazinul Transilvaniei, Moldova, Oltenia și apariției altor surse (import, OMV-Petrom, 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 **31.12.2019** au fost următoarele:

Denumire obiectiv/componentă SNT	UM	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional (Tranzit II, Tranzit III)	km	13.430 369
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.127 (1.233 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG) (Giurgiu, Horia, Isaccea import, Negru Vodă IV, Medieșu Aurit, Isaccea Tranzit I, Negru Vodă I)	buc	7
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG) (Isaccea Tranzit II, Isaccea Tranzit III, Negru Vodă II, Negru Vodă III)	buc	4
Stații de comprimare gaze (SCG) (Șinca, Onești, Siliștea, Jupa , Podișor)	buc	5
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.038
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902

Tabel 4 – Componentele SNT la 31. 12. 2019

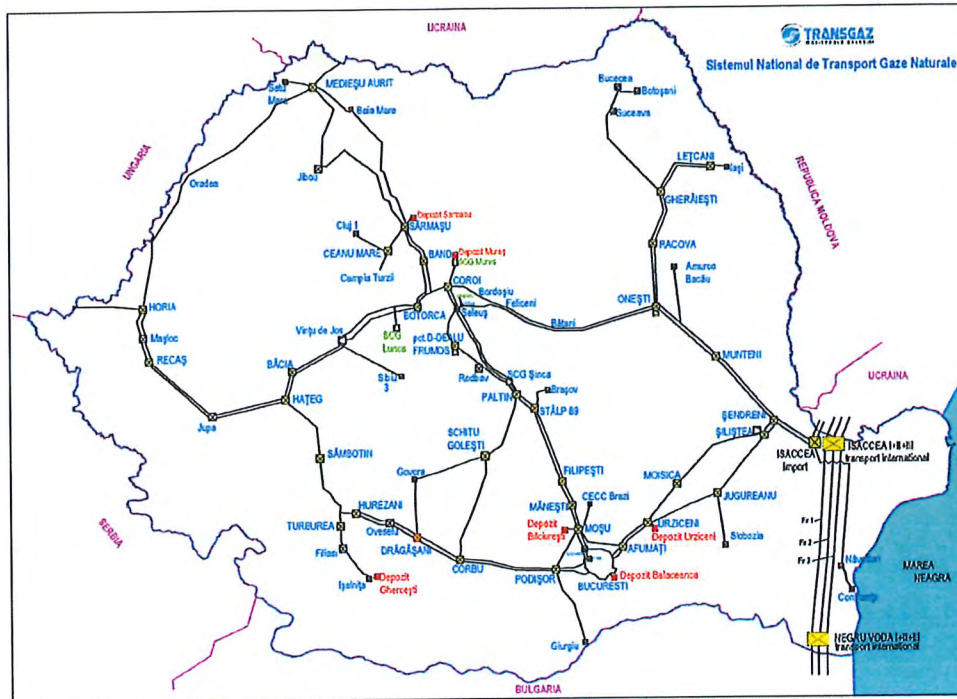


Figura 2- Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Analiza stării tehnice a Sistemului Național de Transport gaze naturale la data de 31.12.2019

O analiză asupra principalelor obiective aparținând SNT din perspectiva duratei de funcționare este prezentată în continuare:

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Direcții Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	6907	351	148
Între 30 și 40 ani	1.727	164	60
Între 20 și 30 ani	692	302	250
Între 10 și 20 ani	1505	851	568
Între 5 și 10 ani	564	108	161
≤ 5 ani	239	20	46
TOTAL	11.634	1.796	1.127 SRM-uri (1.233 direcții de măsurare)
	13.430		

Tabel 5 – Analiza stării tehnice

Se observă că în ceea ce privește conductele și racordurile de transport gaze naturale, din cei 13.430 km aflați în exploatare, cca. 76% au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani, apropiată de durata lor normală de funcționare. Cu toate acestea starea tehnică a acestora se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că activitatea de exploatarea se desfășoară în contextul unui sistem de mentenanță preponderent preventiv, planificat, corectiv și este susținută de programe anuale de investiții de dezvoltare și modernizare.

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 la data de 01.01.2020 este de 151.874 mii mc/zi (55,43 mld. mc/an) la intrare și de 241,609 mii mc/zi (88,18 mld. mc/an) la ieșire.

Capacitatea tehnică totală a punctelor de interconectare amplasate pe conductele de transport internațional gaze naturale T2 și T3 este de cca. 55.018 mii mc/zi (19,3 mld. mc/an, cu factor de utilizare de 0,959), atât la intrare cât și la ieșirea din țară.

Sistemul de înmagazinare gaze naturale cu o capacitate totală de 33,28 TWh este unul dintre elementele care contribuie la optimizarea utilizării infrastructurii de transport 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 5 stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport și care dispun de o putere instalată de cca. 46 MW, cu o capacitate maximă de comprimare de 1.180.000 Nmc/h adică 28.320.000 Nmc/zi.

Două din cele 5 stații de comprimare, SCG Onești și SCG Siliștea, au intrat într-un program de modernizare, care presupune înlocuirea grupurilor de comprimare existente și a instalațiilor tehnologice aferente. Până la finalizarea procesului de modernizare, cele două stații de comprimare vor fi nefuncționale.

SNT are în dotare **1.038 stații de protecție catodică**. Protecția catodică reduce considerabil viteza de coroziune a materialului țevii, mărind 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 **1.127 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.

În ceea ce privește limitările și întreruperile planificate rezultate în urma programelor de reparații/investiții sau neplanificate rezultate în urma unor evenimente neprevăzute/accidentale, o situație sintetică pentru perioada 2013-2019 este prezentată în tabelul următor:

Perioada		Planificate		Neplanificate	
		Limitări	Întreruperi	Limitări	Întreruperi
An calendaristic	2013	7	43	4	113
	2014	5	43	5	158
	2015	8	64	8	164
	2016	7	43	38	160
	2017	11	44	0	198
	2018	0	5	8	121
	2019	1	17	6	72
An gazier	2016-2017	11	58	2	174
	2017-2018	0	5	7	138
	2018-2019	1	17	5	84

Tabel 6 – Întreruperi planificate și neplanificate

Pentru conformare la Ordinul 115/2018 privind aprobarea Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemul de transport al gazelor naturale, SNTGN Transgaz SA a demarat acțiuni de achiziție a unor "Servicii de expertiză tehnică a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, în scopul estimării consumului tehnologic nelocalizat, determinat de uzura în exploatare a conductelor de transport gaze naturale și îmbinărilor demontabile". Scopul expertizei este stabilirea procentului din cantitatea de gaze naturale transportată, alocat consumului tehnologic nelocalizat determinat de uzura în exploatare a conductelor de transport gaze naturale și a neetanșeităților îmbinărilor demontabile.

În urma expertizei s-a stabilit un procent de 0,000309364% din volumul anual transportat, pentru estimarea consumului tehnologic nelocalizat determinat de uzura în exploatare a conductelor de transport gaze naturale, iar pentru estimarea consumului tehnologic determinat de pierderea de gaze naturale prin neetanșeități s-a stabilit utilizarea în calcule a unui debit mediu de 1,118883 Sm³/h.

Conducte de interconectare transfrontalieră

În prezent importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin 7 puncte de interconectare transfrontalieră:

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
	Isaccea 1/Orlovka 1 , Capacitate 6,8 mld. mc/an, urmare a Acordului trilateral încheiat în decembrie 2019, P _{max} = 49,5 bar pe direcția import și o capacitate de 5,7 mld. mc/an până la 30.09.2020 și 4,1 mld. mc/an de la 01.10.2020 la o P _{max} =45 bar pe direcția export
UNGARIA	Szeged (HU)–Arad(RO)–Csanadpalota - DN 700, Capacitate=1,75 mld.mc/an, P _{max} = 63 bar. Începând cu 1 octombrie 2019, capacitatea de import prin această interconectare a crescut la 2,2 mld. mc/an.
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 respectiv P _{max} =30 bar pe direcția export respectiv import.
	Negru Vodă 1/Kardam , Capacitate=6,4 mld.mc/an pe direcția export și pe direcția import, Capacitate=5,7 mld. mc/an din 01.01.2020 și la o P _{max} =55 bar pe ambele direcții de transport

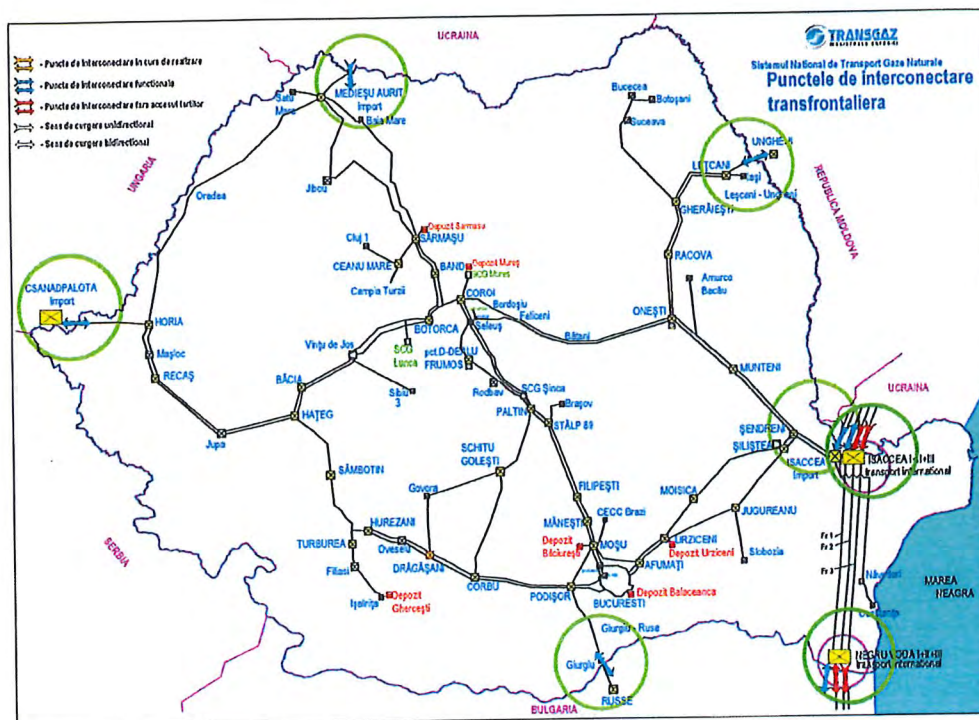


Figura 3 - Punctele de interconectare transfrontaliară ale SNT

4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

4.1 Piața gazelor naturale din România

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

Piața gazelor naturale a atins dimensiuni record la începutul anilor '80, ca urmare a aplicării unor politici guvernamentale orientate către eliminarea dependenței de importuri.

Aplicarea acestor politici a dus la o exploatare intensivă a resurselor interne, având ca rezultat declinul producției interne.

În contextul reformelor radicale din domeniul structural și instituțional care au caracterizat economia românească după 1989 și care au avut drept scop descentralizarea serviciilor în vederea creșterii calității și eficienței acestora, piața de energie din România a fost deschisă gradual către concurență, ca parte integrantă a conceptului de liberalizare a economiei naționale și de liberă circulație a bunurilor și serviciilor.

În particular, sectorul românesc al gazelor naturale a fost supus unui proces de restructurare profundă, având drept principali piloni:

- separarea activităților în sectoare autonome de producere, înmagazinare, transport și distribuție;
- diminuarea concentrării producției de gaze naturale și a importului prin acordarea de licențe și autorizații unui număr din ce în ce mai mare de companii;

- reglementarea accesului nediscriminatoriu al terților la sistemul de transport gaze naturale.

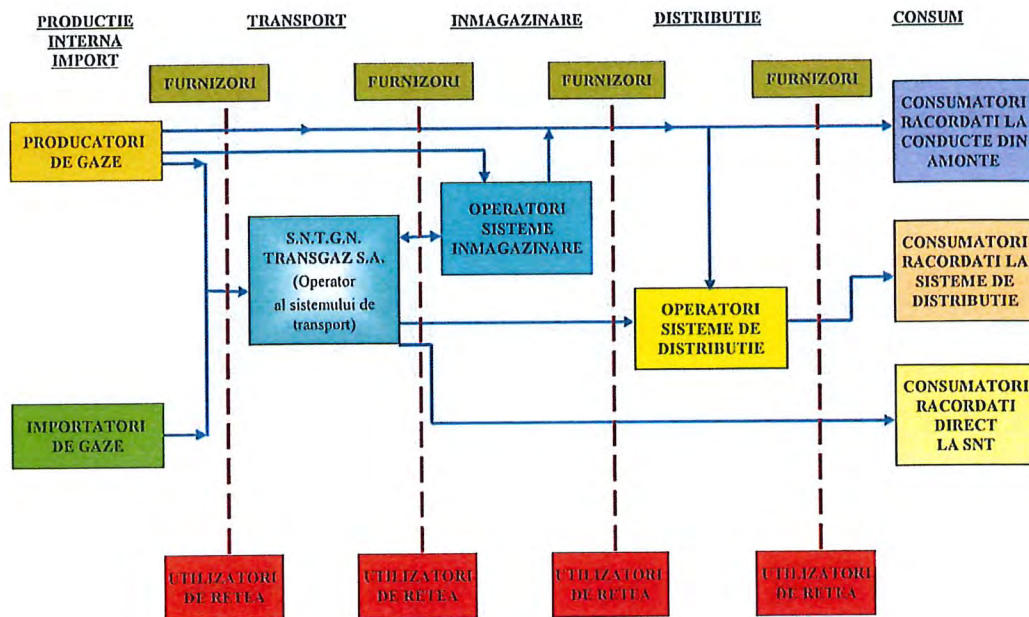


Figura 4 - Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România cuprinde:

- 1 operator al Sistemului Național de Transport-SNTGN TRANSGAZ SA MEDIAȘ;
- 9 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, SC Lotus Petrol SRL, SC Serinus Energy România;
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz-Filiala de Înmagazinare gaze naturale Ploiești SRL, SC Depomureș SA;
- 32 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale-cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid;
- 140 furnizori licențiați de gaze naturale.

Piața internă de gaze naturale are două componente:

- **segmentul concurențial** care cuprinde:
 - piața 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.
 - piața cu amănuntul în cadrul căreia furnizorii vând gaze naturale clienților finali prin contracte la prețuri negociate.

- **segmentul reglementat** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor-cadru aprobate de ANRE.

Creșterea ponderii pieței concurențiale se realizează gradual prin asigurarea accesului pe această piață pentru cât mai mulți participanți, furnizori și clienți finali.

Clienții finali își pot alege furnizorul și pot negocia direct contracte de vânzare-cumpărare cu acesta.

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

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

Dezvoltarea pieței de gaze naturale interne are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze naturale;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifyare 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

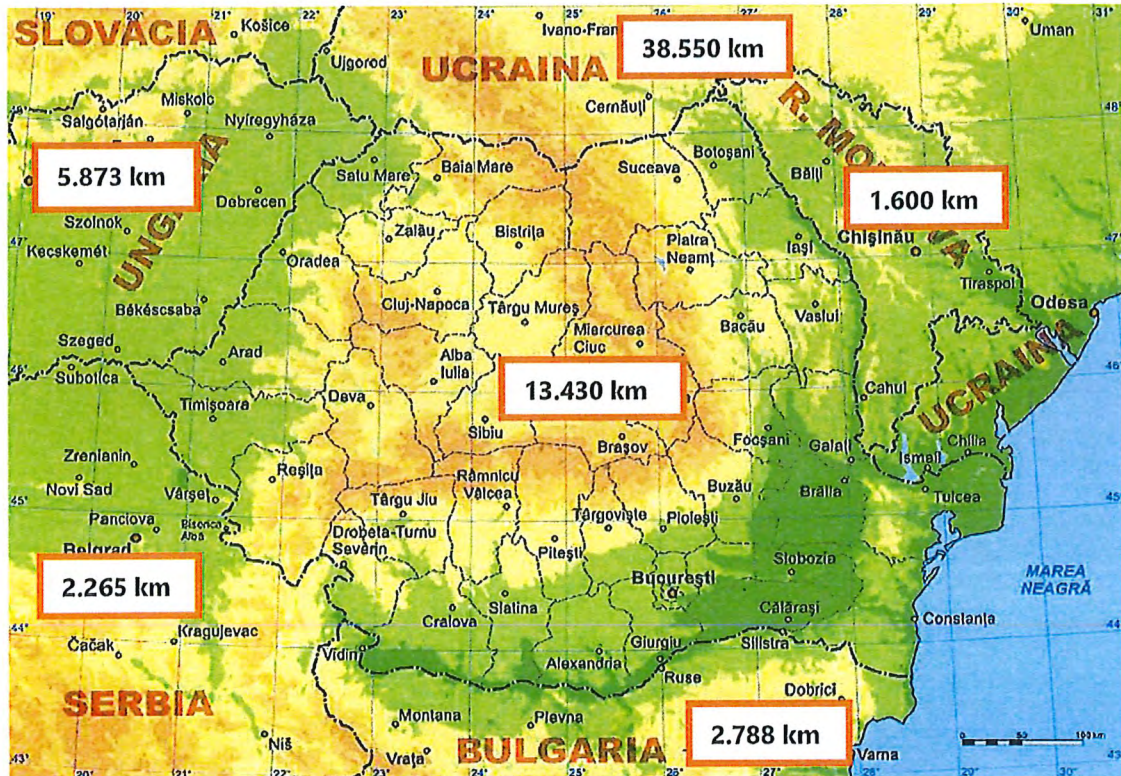


Figura 5 - Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine

REPUBLICA BULGARĂ

Operator de transport	Bulgartransgaz
Lungimea sistemului de transport	2.788 km
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 274 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 550 mil. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	3,313
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	3,256
Producția internă (mld. mc) (2017)	0,079
Proiecte viitoare	Interconectarea Turcia–Bulgaria Interconectorul Grecia–Bulgaria Interconectarea sistemelor naționale de transport gaze naturale dintre Bulgaria–Serbia Reabilitarea, Modernizarea și Dezvoltarea SNT Construirea unei conducte de gaze între BG–RO (investiții în sistemul bulgaresc pentru creșterea capacității în cadrul proiectului BRUA)

Operator de transport	Bulgartransgaz
	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 stația de robineteți 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 totală 450 mil. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,718
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,01
Producția internă (mld. mc) (2017)	0,509
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 450 milioane mc și 750 milioane mc, cu o capacitate maximă pe zi de până la 10 milioane metri cubi) 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	5.873 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) Vecses 4/MGT

Operatori de transport	FGSZ
Înmagazinări	Zsana Magyar Foldgatarolo Hajuszoboszlo Magyar Foldgatarolo Pusztaderics Magyar Foldgatarolo Kardosku Magyar Foldgatarolo Szoreg-1 MMBF Foldgatarolo Capacitate totală 6 mld. mc
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	10,39
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	13,37
Producția internă (mld. mc) (2017)	1,812
Proiecte viitoare	Reverse flow România–Ungaria, secțiunea maghiară, faza 1. Interconectorul Slovenia–Ungaria. Secțiunea maghiară a proiectului Tesla. Reverse flow HU–UA. Eastring–Ungaria. Construirea unei conducte între Varosfold–Ercsi–Gyor. Construirea unei conducte între Ercsi–Szazhalombatta. Construirea unei alte stații de comprimare la Varosfold. Reverse flow România–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. Dezvoltare secțiune ungară proiect Tesla.

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
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 263 MW Înmagazinare: 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 Volchansk 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
Înmagazinări	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

Operator de transport	Ukrtransgas filială a Naftogaz
	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) (2017)	30,92
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	12,97
Producția internă (mld. mc) (2017)	19,73
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. Proiectul de interconectare România-Ucraina

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

REPUBLICA MOLDOVA

Operator de transport	Moldovatrangaz și Vestmoldtrangaz
Lungimea sistemului de transport	~ 1.600 km
Puterea stațiilor de comprimare	<u>Moldovatrangaz</u> 3 stații de comprimare (75,5 mW) + o stație de măsurare a gazelor naturale (cu o capacitate de 80,0 ml./24h) <u>Vestmoldtrangaz</u> 1 stație de măsurare gaze naturale
Interconectări	<u>Moldovatrangaz</u> 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 <u>Vestmoldtrangaz</u>
Consumul de gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,52
Import gaze naturale (mld. mc) (2017)	2,52
Producția internă (mld. mc) (2017)	0,011
Proiecte viitoare	Extinderea Interconectorului Iași–Ungheni–Chișinău (Faza II). Construcția rețelei de transport gaze 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, 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, resursele descoperite din Marea Neagră, România ar putea juca în mod evident un rol definitoriu în regiune.

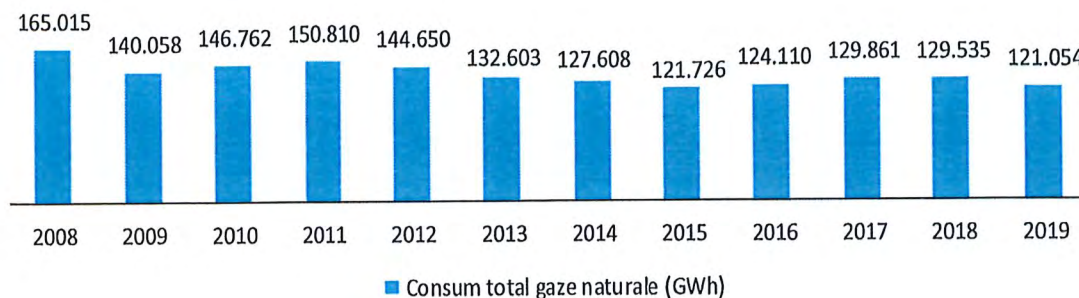
În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine probabil factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află actualmente în fața unei provocări majore: dezvoltarea în cel mai scurt timp posibil a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate 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 2008-2019

Consumul total de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008–2019, exprimat în GWh se prezintă astfel:



Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008–2019 (GWh)

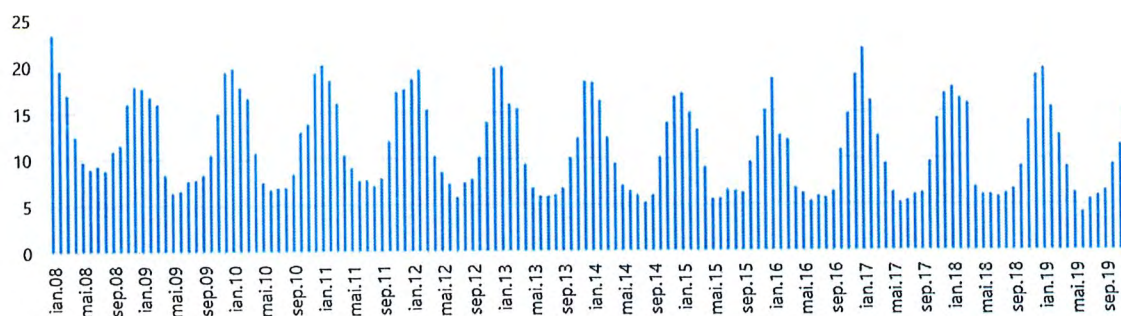
Sursa: Raportări anuale ANRE

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 2008–2019 este reprezentată în graficul următor:



Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008-2019

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				
An	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	10.145,2	7-20 ianuarie
2018	718,2	01 martie	9.061,0	20 februarie – 5 martie
2019	709,9	08 ianuarie	9.344,90	4-17 ianuarie

Tabel 7 - PEAK și consum maxim 14 zile

5.1.3 Prognoze consum gaze naturale 2020-2030

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

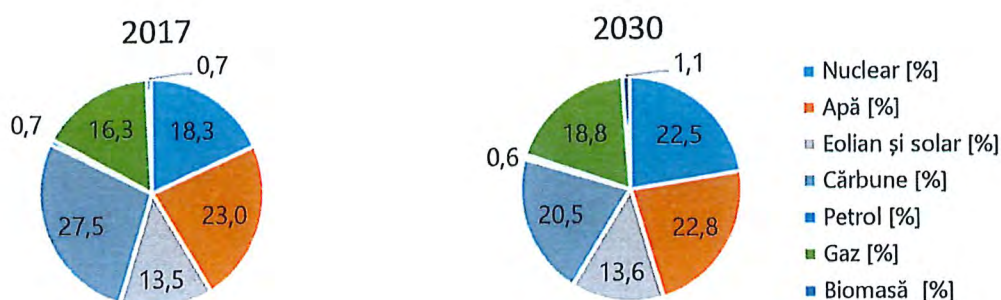
1. Prognostica mixului energiei electrice

Mixul energiei electrice, conform proiectului Strategiei Energetice a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050, este și va rămâne echilibrat și diversificat:

PRODUCȚIE ENERGIE ELECTRICA 2017-2050 [TWh]										
	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2050	2050
PRODUCȚIA DE ENERGIE PE TIP DE SURSĂ [TWh]	63	69	72	77	83	84	85	86	86	86
Nuclear	11.5	11.5	11.4	17.4	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2
Apă	14.4	15.8	17.5	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
Eolian & solar	8.5	8.8	9.6	10.5	11.4	12.3	13.1	14.0	14.0	14.0
Carbune	17.3	17.5	17.8	15.8	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
Petrol	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Gaz	10.2	14.0	14.5	14.5	14.5	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Biomasă	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
PONDERRA RESURSELOR ENERGETICE IN PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICA 2017-2050 [%]										
Nuclear [%]	18.3	16.7	15.8	22.5	28.0	27.5	27.2	26.9	26.9	26.9
Apă [%]	23.0	22.9	24.3	22.8	21.2	20.9	20.7	20.5	20.5	20.5
Eolian & solar [%]	13.5	12.7	13.3	13.6	13.7	14.6	15.4	16.3	16.3	16.3
Cărbune [%]	27.5	25.4	24.7	20.5	18.0	17.7	17.5	17.3	17.3	17.3
Petrol [%]	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Gaz [%]	16.3	20.3	20.1	18.8	17.5	17.8	17.6	17.4	17.4	17.4
Biomasă [%]	0.7	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Tabel 8-Evoluția parcului de capacități producție energie electrică

Sursa: Strategia energetică a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050 - proiect



Grafic 7 – Structura mixului energiei primare în 2017 și 2030

Sursa: Strategia energetică a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050 - proiect

În anul 2017, ponderea resurselor energetice primare în producția de energie electrică a avut următoarea structură: energia electrică produsă din cărbune (lignit și huiă) 27,5% (17,3 TWh); energia electrică produsă în centralele hidroelectrice 23% (14,4TWh); energia electrică produsă în centrala nucleară de la Cernavodă 18,3% (11,5 TWh); energia electrică produsă pe hidrocarburi (petrol și gaz) 16,3% (10,7TWh); energia electrică produsă în instalații eoliene și fotovoltaice 13,5% (8,5TWh), energia electrică produsă din biomasă 0,7% (0,4 TWh).

Pentru anul 2030, rezultatele modelării în Scenariul Optim arată o creștere de 2,5% a ponderii gazului natural în producția de energie electrică, de la 16,3% în anul 2017 la 18,8% în anul 2030.

Gazele naturale au 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.

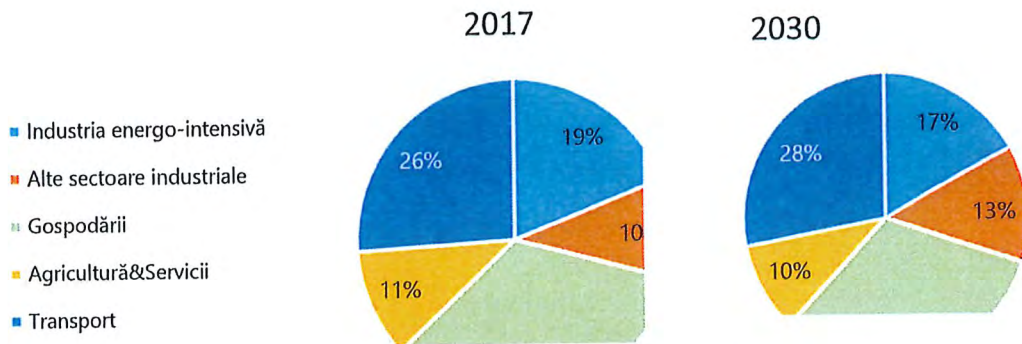
2. Prognoza cererii de energie pe sectoare de activitate

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 proiectul Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, estimează consumul brut de energie în 2030 la 394 TWh (creștere cu 4% față de 2015).

Consumul resurselor energetice ca materie primă urmează să crească cu 35%, în timp ce consumul și pierderile aferente sectorului energetic vor scădea cu 4 TWh.

Structura sectorială a cererii de energie finală în 2017 și 2030 este prezentată în graficul următor:



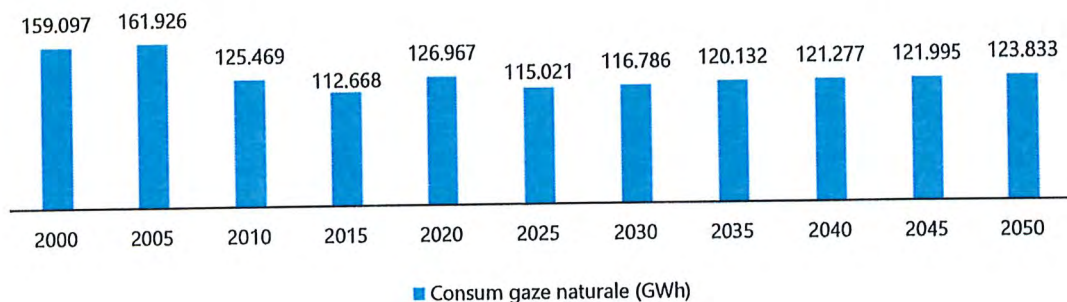
Grafic 8 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030

Sursa: Strategia energetică a României 2019–2030 cu perspectiva anului 2050 – proiect.

Se remarcă o ușoară **scădere a consumului rezidențial ca efect al creșterii eficienței energetice**, precum și **creșterea consumului în transporturi și alte setoare industriale**.

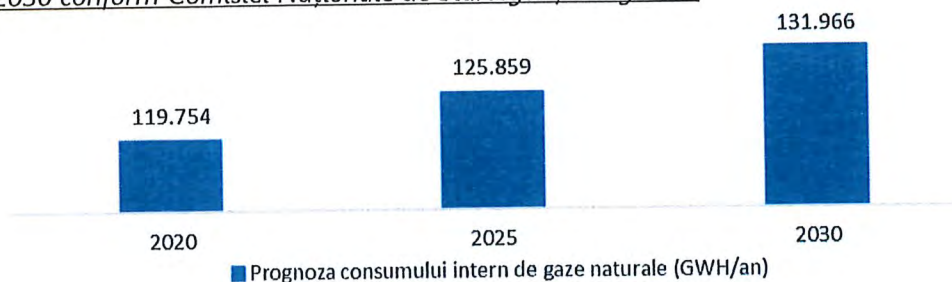
3. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

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



Grafic 9 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000-2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

4. Prognoze privind consumul de gaze naturale pentru România pentru perioada 2020 - 2030 conform Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză:



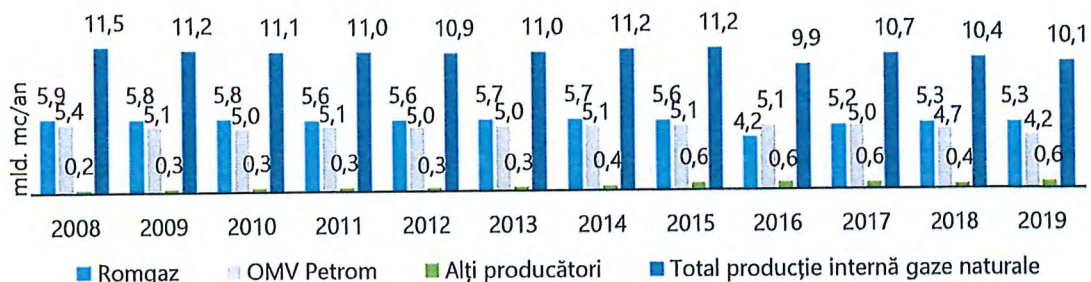
Grafic 10 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2020-2030

Sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză

5.2 Producția de gaze naturale

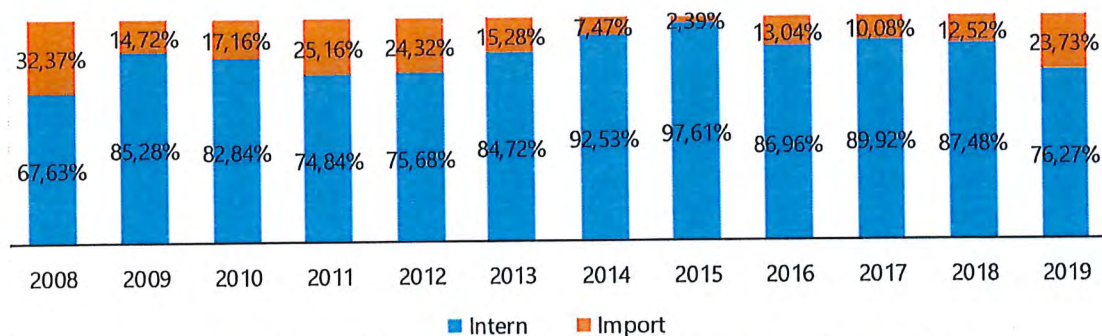
5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2008–2019

Producția internă de gaze naturale (mld. mc) în perioada 2008–2019 funcție de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 11 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008-2019 (mld mc/an)
Sursa: Intern - Dispecerat

Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008–2019, se prezintă astfel:



Grafic 12 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008-2019

Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2008–2015 și intern pentru 2016, 2017, 2018 și 2019

Producția internă relativ constantă, în perioada 2008 - 2015 și consumul în scădere au redus ponderea anuală a importurilor de gaze naturale de la 32,37% în 2008 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 2020 -2030

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

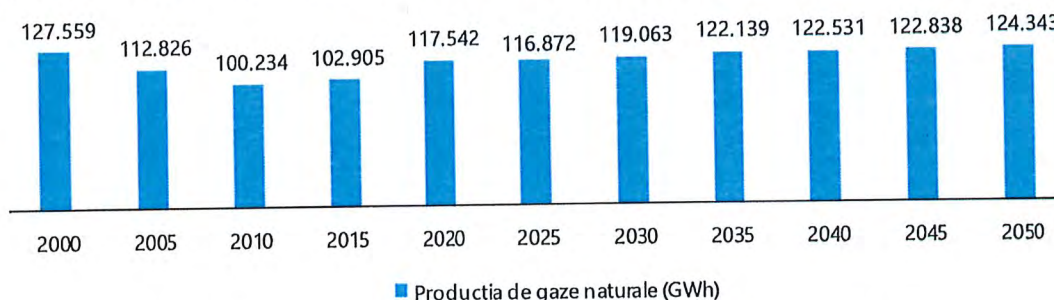
1. Prognozele din proiectul Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050

Conform proiectului Strategiei Energetice a României 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, producția de gaze naturale va scădea, după ce atinge un nou vârf de 132 TWh în 2025, ca urmare a producției din Marea Neagră, la 96 TWh în 2030 și la 65 TWh în 2050.

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

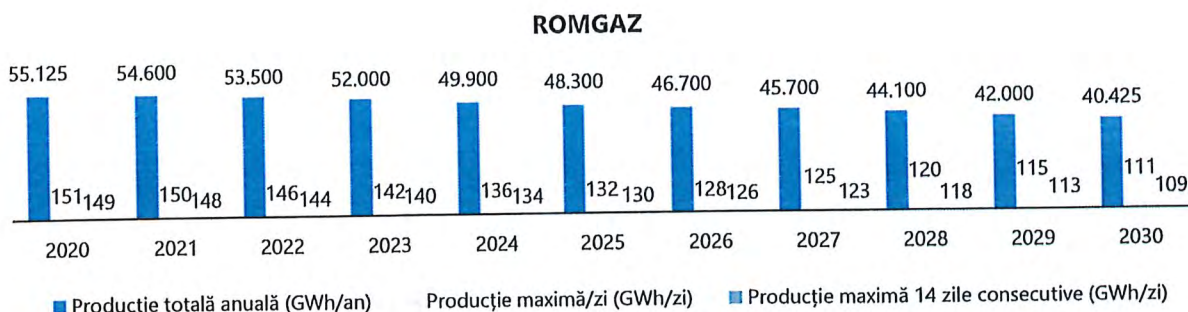
2. Scenariul de referință al Comisiei Europene (REF 2016)

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



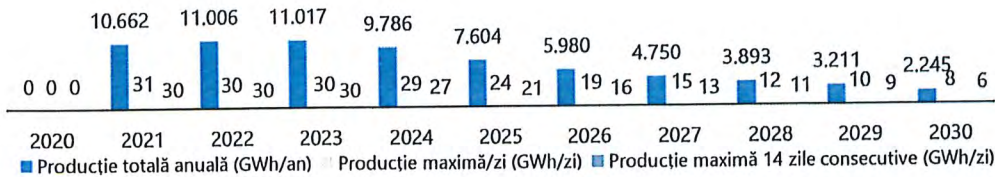
Grafic 13 – Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000-2050 conform Scenariului de referință al Comisiei Europene

3. Prognozele principalilor producători de gaze naturale pentru perioada 2020-2030



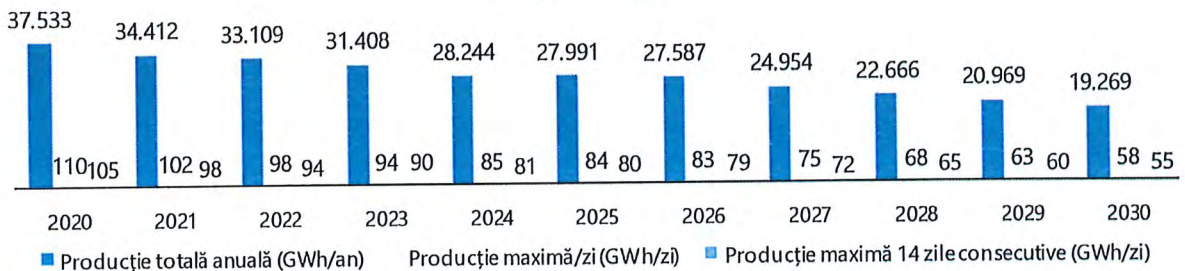
Grafic 14 – Prognoza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2020-2030

Black Sea Oil and Gas



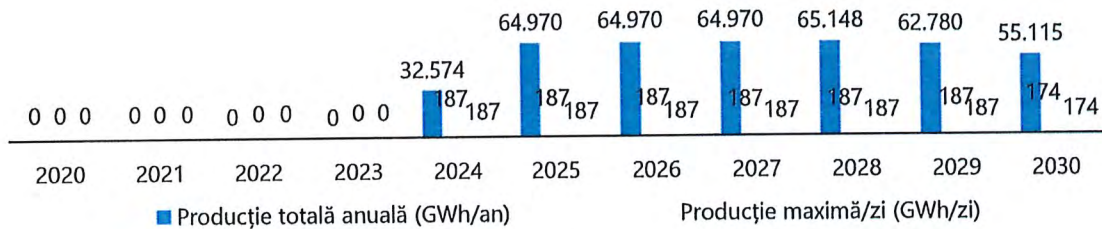
Grafic 15- Proгноza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2020-2030

OMV Petrom

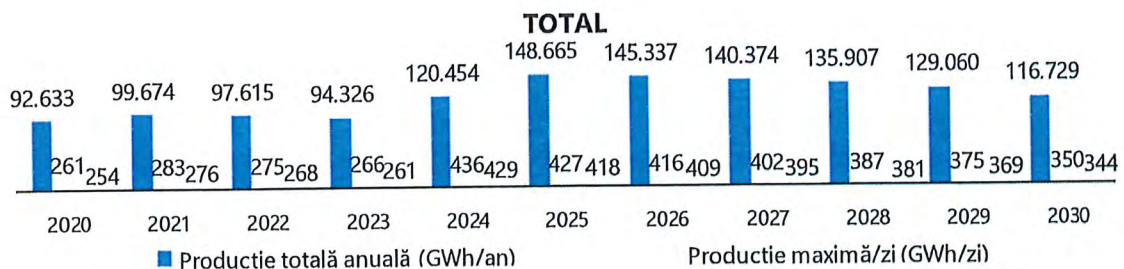


Grafic 16- Proгноza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2020-2030

Neptun Deep



Grafic 17 - Proгноza producției de gaze naturale Exxon Mobil în perioada 2020-2030



Grafic 18- Proгноza producției de gaze naturale în perioada 2000-2030 conform producătorilor de gaze naturale

Sursa: ROMGAZ, Black Sea Oil and Gas, OMV Petrom, Exxon Mobil

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-împort 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 reglementări 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.

Conform prevederilor OUG 106/2020, în contextul liberalizării pieței de gaze naturale de la data de 1 iulie 2020, activitatea de înmagazinare mai este reglementată doar până la sfârșitul ciclului de extracție 2020-2021.

După această dată, tarifele de înmagazinare nu mai sunt reglementate de ANRE ci urmează să fie stabilite în regim concurențial de către operatorii de înmagazinare.

Capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este asigurată în România prin intermediul a 6 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu o capacitate activă totală de 33,2758 TWh pe ciclu de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 270,4450 GWh/zi și capacitate de extracție de 345,5500 GWh/zi.

La nivel național, raportul dintre volumul de gaze înmagazinate și consumul anual a fost de cca. 22% în anul 2018, situat la jumătatea clasamentului valorilor practicate în Europa.

Începând cu data de 1 aprilie 2018, în baza Directivei 73/2009 a CE preluată în Legea 123/2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale în art. 141, activitatea de înmagazinare a fost separată din cadrul SNGN Romgaz SA și se desfășoară prin intermediul unui operator de înmagazinare, Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești SRL, în care SNGN Romgaz este asociat unic.

Pe piața de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare:

- **Depogaz** care deține licență pentru operarea a 5 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate activă cumulată este de 30,1213 TWh pe ciclu respectiv 90,6% din capacitatea totală de înmagazinare și
- **Depomureș**, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,1545 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,4% din capacitatea totală de înmagazinare.

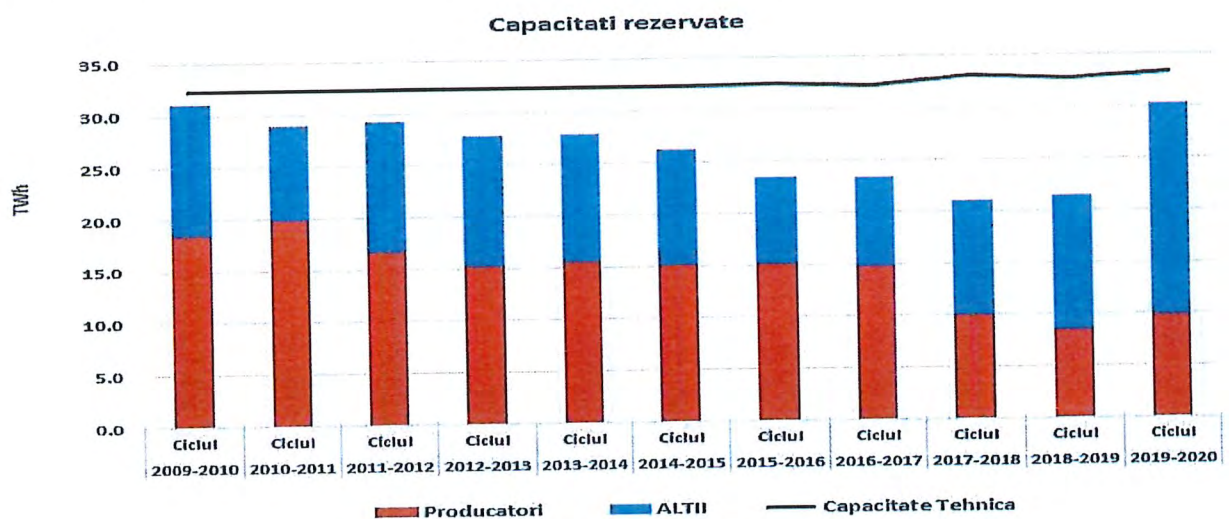
Capacitatea depozitelor de înmagazinare subterană				
Depozit de înmagazinare subterană	Operator depozit	Capacitatea activă	Capacitatea de extracție	Capacitatea de injecție
		TWh/ciclu	GWh/zi	GWh/zi
Bălăceanca	Depogaz	0,5452	13,1760	10,9800
Bilciurești	Depogaz	14,3263	152,7820	109,1300
Ghercești	Depogaz	1,6343	21,4000	21,4000
Sărmășel	Depogaz	9,5987	79,0350	68,4970
Urziceni	Depogaz	4,0168	50,1570	33,4380
Târgu Mureș	Depomureș	3,1545	29,0000	27,0000
Total		33,2758	345,5500	270,4450

Sursa: Raportări Depogaz și Depomureș

Tabel 9- Capacitatea depozitelor de înmagazinare

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 2009-2019 situația este descrisă în următorul grafic:



Grafic 19- Capacități rezervate în perioada 2009-2019

Sursa : Depogaz și Depomureș

Aportul activității de înmagazinare la asigurarea cantităților de gaze naturale necesare consumului anual s-a situat, constant, în jurul valorii de 22%. Acest procent poate fi mărit prin creșterea performanțelor tehnice ale depozitelor printr-un mix ce poate fi obținut prin asigurarea condițiilor pentru mărirea gradului de umplere a depozitelor și prin asigurarea posibilităților tehnice de mărirea volumelor de gaze extrase zilnic pe parcursul ciclurilor de extracție.

5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale

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 2019-2030 cu perspectiva anului 2050, 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 gaze naturale existente și de creare a unui grad sporit de flexibilitate, inclusiv prin utilizarea în regim alternativ injecție/extracție 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 și în corelare cu acțiunile de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale, a posibilităților de dezvoltare a perimetrelor offshore și a tranziției de la cărbune la gaz în producerea energiei electrice, proiectele de investiții în înmagazinare promovate de SNGN Romgaz SA, Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești SRL, pentru perioada 2020-2029 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 capacităților de înmagazinare gaze naturale și promovarea proiectelor ca proiecte de interes comun;
- evaluarea posibilităților de transformare a unui depozit de înmagazinare într-un depozit cu operare alternativă injecție/extracție.

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 ENTSOG 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:

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

Calcularea formulei N-1 pentru România

1. Definiția formulei N-1

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 tehnică¹ 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%.

2. Metoda de calcul a formulei N-1

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

3. Definiții ale parametrilor formulei N-1

„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 m^3 pe zi) din România pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

Definiții privind oferta

„ EP_m ”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (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.

¹ 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.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2019 este următorul:

$$N - 1[\%] = \frac{45,3 + 26,5 + 29,3 + 0 - 24,6}{72} \times 100$$

$$N - 1[\%] = 106,3\%$$

$$N - 1[\%] \geq 100\%$$

Explicații privind valorile utilizate

a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil. m ³ /zi]		Explicații
D _{max}	72,0	În cursul anului 2019 consumul maxim asigurat prin SNT a fost de 64,1 Mil Smc/zi în ziua gazieră 08.01.2019, inferior consumului de vârf constat statistic o dată la 20 de ani.

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. m ³ /zi]		Explicații
EP _m	45,3	Capacitatea totală a punctelor de import (Isaccea, Medieșu Aurit, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu).
P _m	26,5	Producția internă de gaze intrată în SNT (fără extras depozite).
S _m	29,3	Suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare.
LNG _m	0	Nu există terminale LNG.
I _m	24,6	Capacitatea de import în Isaccea.

Pentru termenul P_m a fost luat în considerare potențialul de producție nu capacitatea tehnică (70,3 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.

La determinarea termenului S_m s-a avut în vedere suma debitelor maxime extrase din fiecare depozit de înmagazinare, actualizată conform istoricului din ultimii 5 ani (2015-2019), respectiv:

Depozit	Capacitate tehnologică (mil. Sm ³ /zi)	Debit maxim (mil. Sm ³ /zi)
Urziceni	4,6	4,5
Bălăceanca	1,3	1,1
Bilciurești	16,8	13,5
Sărmășel	8,5	6,0
Târgu Mureș	3,4	2,8
Ghercești	1,5	1,4
Total	36,1	29,3
<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 (cu considerarea și a capacității disponibile la Isaccea 1), Medieșul Aurit Import și Csanadpalota și Ruse-Giurgiu, după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct [mil.Sm ³ /zi]
Punct intrare Isaccea Import	24,6
Punct intrare Medieșu Aurit Import	11,0
Punct intrare Csanadpalota	7,2
Punct intrare Ruse-Giurgiu	2,5
Total	45,3

Tabel 10 - Punctele de import gaze naturale

4. 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.

Note:

- 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) 1938 din 25 octombrie 2017.

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

AN	N-1
2020	109,5
2021	133,9
2022	123,5
2023	122,5
2024	143,3
2025	142,1
2026	140,9
2027	139,1
2028	137,3
2029	135,9

Tabel 11 – Prognose 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.

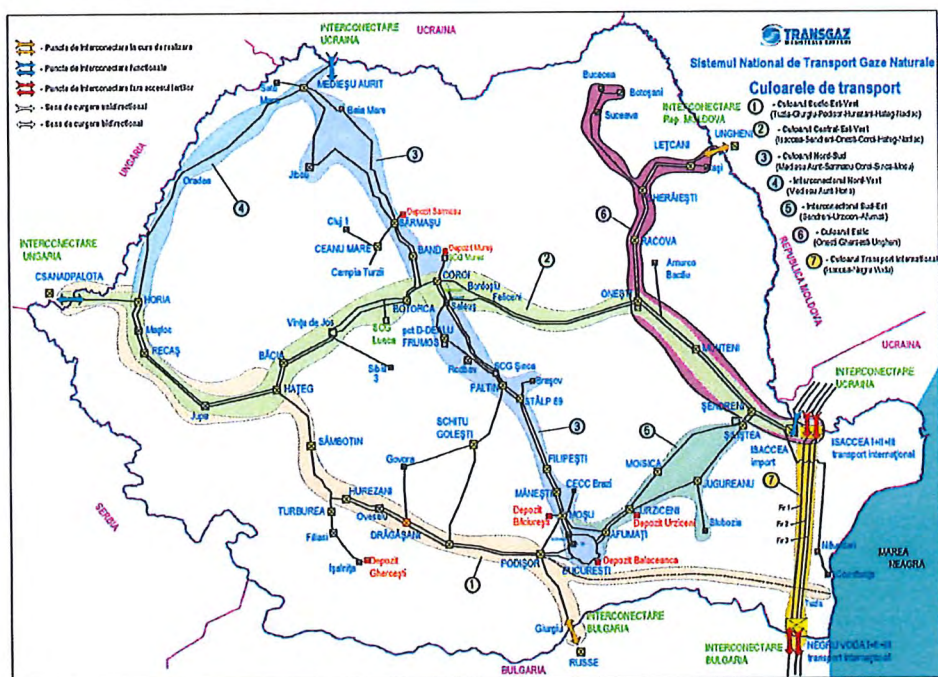


Figura 6 - Culoarele de transport gaze naturale din SNT

Sistemul de transport gaze naturale din România este format în principal din următoarele culoare de transport :

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 naturale 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 6).

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;
- interconectarea culoarelor 1, 2, 3 și 6 (a se vedea Figura 6).

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 din 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 noi surse de aprovizionare;
- crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore 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 resursele din Marea Caspică și Marea Neagră.

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.

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.

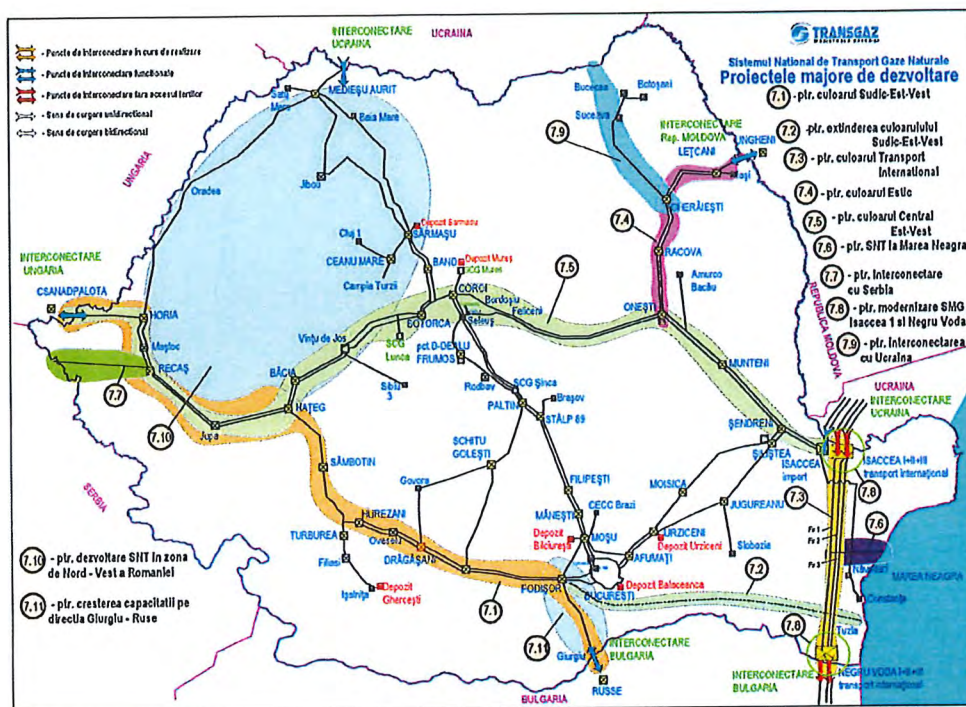


Figura 7 - Harta proiectelor majore din SNT

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

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 Mării 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). 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.



Figura 8 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei

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.

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

- deselectarea 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 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 4/2019) a Uniunii, cuprinde Proiectul BRUA cu ambele faze la secțiunile 6.24.1 și 6.24.4-1 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”.

Fazele de implementare ale Proiectului BRUA, în acord cu prevederile Listei Nr. 4 PIC/2019 sunt:

- Dezvoltarea capacității de transport din România, de la Podișor la Recaș incluzând o nouă conductă și trei noi stații de compresoare la Podișor, Bibești și Jupa–BRUA Faza I–6.24.1 în Lista 4 PCI/2019–BRUA prima etapă;
- Creșterea capacității de transport din România către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an prin construcția unei conducte de la Recaș la Horia, amplificarea stației de măsurare Horia și amplificarea stațiilor compresoare de la Podișor, Bibești și Jupa–BRUA Faza II”6.24.4-poziția 1 în Lista 4 PCI/2019 BRUA a doua etapă.

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.

Proiectul BRUA, cu ambele sale faze (Faza I și Faza II) este cuprins și în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2020 cu cod de identificare TRA–F–358 (Faza I), respectiv TRA–A–1322 (Faza II).

7.1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza I

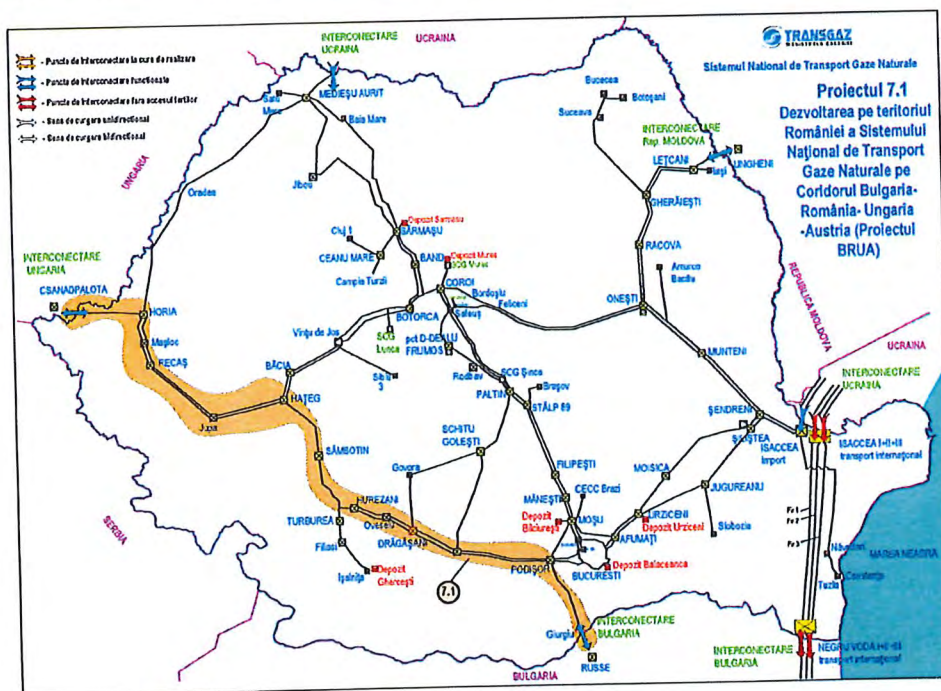


Figura 9 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I

Descrierea proiectului

BRUA-Faza I care constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Podișor–Recaș 32" x 63 bar în lungime de 479 km:
 - **LOT 1** de la km 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la km 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea);
 - **LOT 2** se execută de la km 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea) la km 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara);
 - **LOT 3** se execută de la km 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara) la km 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș).
- 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.

Implementarea Proiectului BRUA–Faza I 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. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de evaluare a impactului de mediu (incluzând și Studiu de Evaluare Adecvată)	Finalizat
Proiect Tehnic (FEED)	Finalizat
Decizia finală de investiție (FID)	Obținută în 2016
Obținere Acord de mediu	Obținut-decembrie 2016
Obținere Autorizație de construire	Obținută-februarie 2017
Obținerea Deciziei Exhaustive	Obținută-martie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de execuție conductă	Noiembrie 2017
Emitere ordin începere lucrări pentru execuție conductă	Emis în data 04 iunie 2018
Predare amplasament conductă și Consultări publice în UAT-urile aferente	Mai–Iunie 2018
Încheierea contractului pentru lucrări de execuție stații de comprimare	Martie 2018
Predare la constructor a amplasamentelor Stațiilor de comprimare și Consultări publice în UAT-urile aferente	11-13 aprilie 2018
Emitere ordin începere lucrări pentru execuția celor trei Stații de comprimare	Emis în data de 16 aprilie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de automatizare și securizare conductă	Iulie 2018

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Construcție conductă-Faza I	2018-2020
- Secțiune Jupa – Recaș (parte din Lot 3)	Finalizat
- Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa	2020
Construcție stații de comprimare-Faza I	2018- 2020
- STC Jupa	Finalizat
- STC Podișor	Finalizat
- STC Bibești	2020
Începere operare Faza I	Octombrie 2020

Termen estimat de finalizare: anul 2020

Valoarea totală a investiției: 478,6 milioane Euro

Având în vedere statutul de proiect de interes comun, Transgaz a obținut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility pentru proiectarea celor trei stații de comprimare în valoare de 1,54 milioane Euro.

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.

În luna septembrie 2016 SNTGN Transgaz SA a semnat cu INEA (Innovation and Networks Executive Agency) **Contractul de Finanțare** în valoare de aproximativ **179,3 milioane Euro**.

A fost finalizată Procedura de evaluare a impactului de mediu pentru proiectul BRUA și în luna decembrie 2016 Agenția Națională de Protecția Mediului a emis Acordul de Mediu.

Ordinul de începere a lucrărilor pentru **firul liniar LOT 1, LOT 2 și LOT 3** a fost emis în data de 04 iunie 2018, lucrările de construcție și montaj fiind în desfășurare.

Lucrările de automatizare și securizare conductă se execută pe întregul traseu, de la KM 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la KM 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș). Contractul a fost semnat în data de 24 iulie 2018 iar ordinul de începere a lucrărilor a fost emis în data de 30 august 2018.

Ordinul de începere a lucrărilor pentru **lucrările de execuție stații de comprimare STC Podișor, STC Jupa și STC Bibești** a fost emis în data de 16 aprilie 2018, lucrările de construcție și montaj s-au finalizat la **STC Podișor, STC Jupa**.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (prima listă):** 7.1.5;
- **Proiect PCI (a doua listă):** Faza I: 6.24.2;
- **Proiect PCI (a treia listă):** Faza I: 6.24.1-2;
- **Proiect PCI (a patra listă):** Faza I: 6.24.1 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 resurse noi din Marea Neagră în a doua fază*";
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-F-358.

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI EastGas»). Număr Grup EAST 12a și 12b.

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

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<p>Conductă Podișor-Corbu 32" x 55 bar x 81 km;</p> <p>Conductă Băcia-Hățeg-Jupa-Recaș 32"x55 bar x 167 km;</p> <p>Trei stații de comprimare gaze (SC Corbu, SC Hățeg I și SC Horia I) cu o putere totală instalată de aproximativ $P_{inst} = 49,5$ MW;</p> <p>Conductă Corbu-Hurezani-Hățeg 32" x 55 bar x 250 km;</p> <p>Conductă Recaș-Horia 32" x 55 bar x 47 km;</p> <p>Amplificare stație de măsurare Horia.</p>	<p>S-a împărțit proiectul pe două faze:</p> <p>Faza I:</p> <p>Conductă Podișor-Recaș 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km;</p> <p>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 naturale.</p> <p>Faza II:</p> <p>Conductă Recaș-Horia 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 50 km;</p> <p>Amplificarea celor trei stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin</p>	<p>S-a împărțit proiectul în două proiecte distincte, din care:</p> <p>Faza I:</p> <p>Conductă Podișor-Recaș 32" x 63 bar în lungime de aproximativ 479 km;</p> <p>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 naturale.</p>	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
		montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație; Amplificarea stației de măsurare gaze naturale existente SMG Horia.			
Termenul estimat de finalizare	2019	Faza I: 2019 Faza II: 2020	Faza I: 2019	Faza I: 2020	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	560	547,39	Faza I: 478,6	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

7.1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) – Faza II

Spre deosebire de BRUA Faza I care este considerat un proiect de Securitate a Aprovizionării (Security of Supply–SoS), BRUA Faza II este considerat un proiect comercial, iar Decizia Finală de Implementare se va lua doar dacă proiectul este comercial viabil.

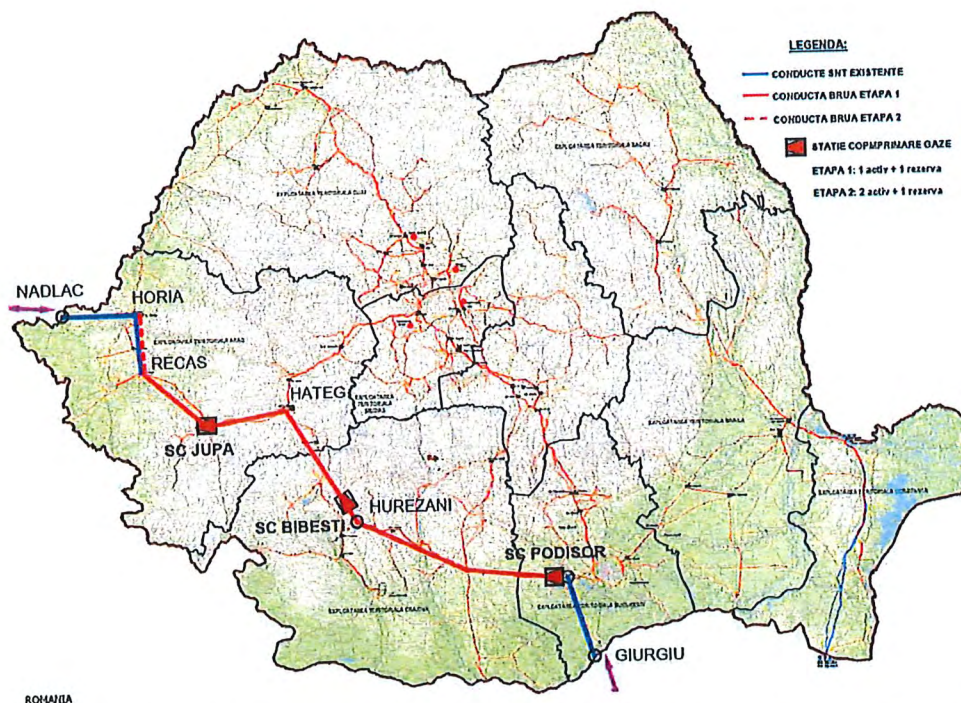


Figura 10 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II

Descrierea proiectului

Faza II care constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Recaș–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–Faza II 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 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria.

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
Proiect tehnic și documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	Finalizat
Luarea deciziei finale de investiție Faza II	2020*
Construcție Faza II	2022*
Punere în funcțiune Faza II	2022*
Începere operare Faza II	2022*

* Finalizarea Fazei II depinde de derularea cu succes a unui viitor proces de capacitate incrementală, conform prevederilor CAM NC.

Termen estimat de finalizare: anul 2022

Valoarea totală a investiției: 74,5 milioane Euro

SNTGN Transgaz SA împreună cu FGSZ au demarat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria (Csanadpalota). Inițial, capacitatea oferită a fost supra-subscrisă demonstrând astfel interesul pieței și asigurând viabilitatea comercială a proiectului BRUA Faza II, testele economice fiind trecute cu succes.

În termenul legal (până la 14 decembrie 2018), unii utilizatorii de rețea care au rezervat capacitate în cadrul procedurii de Sezon Deschis și-au exercitat dreptul de a renunța la capacitatea rezervată. În această situație, procedura nu va fi reluată sub forma anterioară. Transgaz va aplica prevederile Regulamentului (UE) nr. 459/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor **în vederea stabilirii oportunității deschiderii unui proces de capacitate incrementală.**

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (prima listă):** 7.1.5;
- **Proiect PCI (a doua listă):** Faza II: 6.24.7;
- **Proiect PCI (a treia listă):** Faza II: 6.24.4–4;
- **Proiect PCI (a patra listă):** Faza II: 6.24.4 -1 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 resurse noi din Marea Neagră în a doua și a treia etapă” ;

- TYNDP ENTSOG 2020: TRA-A-1322.

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI EastGas»). Număr Grup EAST 12b și 12c.

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

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Conductă Podișor-Corbu 32" x 55 bar x 81 km; Conductă Băcia-Hațeg-Jupa-Recaș 32" x 55 bar x 167 km; Trei stații de comprimare gaze naturale (SC Corbu, SC Hațeg I și SC Horia I) cu o putere totală instalată de aproximativ $P_{inst} = 49,5$ MW; Conductă Corbu – Hurezani – Hațeg 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–Recaș 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 naturale. Faza II Conductă Recaș–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 naturale existente SMG Horia.	S-a împărțit proiectul în două proiecte distincte, din care: Faza II: Conductă Recaș–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 naturale existente SMG Horia.	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2019	Faza I: 2019 Faza II: 2020	Faza II: 2022	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	560	547,39	Faza II: 68,8	Nu sunt modificări.	74,5

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 au evidențiat zăcăminte de gaze naturale semnificative în Marea Neagră.

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

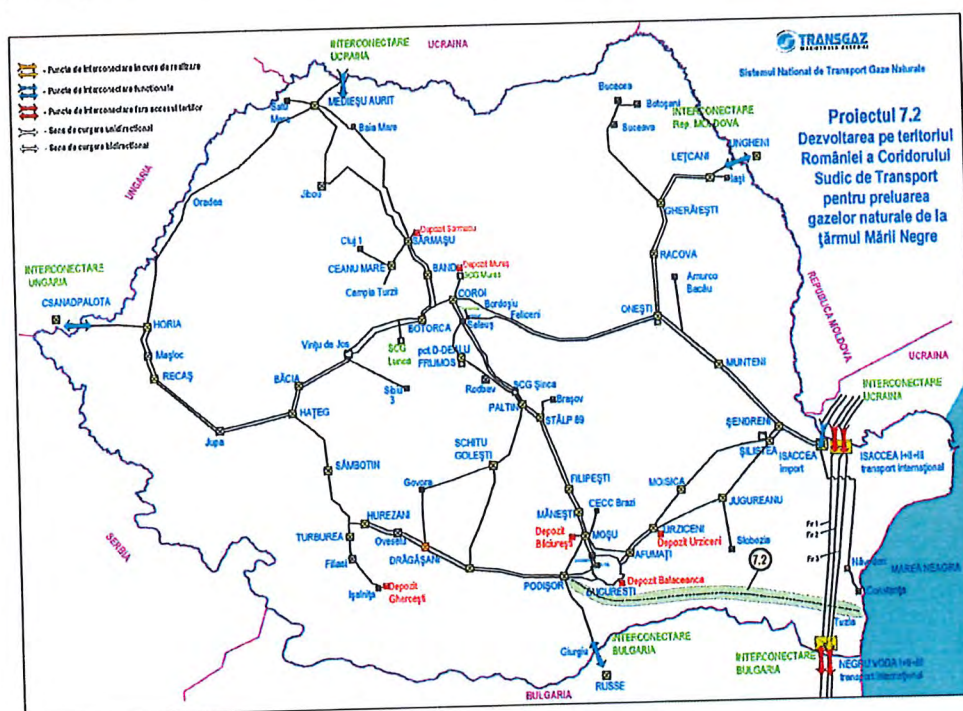


Figura 11 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea culoarului Sudic Est-Vest

Descrierea proiectului

Obiectivul major al acestei investiții constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla-Podișor, în lungime de 308,3 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.

Conducta este amplasată în zona de sud-est a țării, iar traseul acesteia urmează direcția generală de la Sud-Est spre Vest, traversând județele: Constanța, Călărași și Giurgiu.

Conducta este telescopică și este formată din două tronsoane, după cum urmează:

- tronsonul I, Țărnul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,4 km, va avea un diametru de Ø 48" (DN1200) și capacitate tehnică de 12 mld. mc/an;
- tronsonul II, Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de Ø40" (DN1000) și capacitate tehnică de 6 mld. mc/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiect Tehnic	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat
Obținere Acord de Mediu	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizată
Obținerea autorizației de construire	Finalizat
Obținere decizie exhaustivă	Finalizată
Luarea deciziei finale de investiție	2020
Construcție	2020-2022*
Punere în funcțiune	2022*

*Condiționat de luarea deciziei finale de investiții.

Termen estimat de finalizare: anul 2022

Valoarea estimată a investiției: 371,6 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.24.8;
- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.4-5;
- **Proiect PCI (a patra lista):** 6.24.4-2 „Conductă țărnul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră” 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 etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă”;
- lista proiectelor prioritare condiționate elaborată în cadrul grupului CESEC;
- **TYNDP ENTSOE 2020:** TRA-A-362.

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»). Număr Grup EAST 12b și 12c.

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

Urmare a finalizării Proiectului Tehnic au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Lungimea conductei: 285 km	Lungimea conductei: 307 km	Lungimea conductei: 308,2 km	Lungimea conductei: 308,3 km	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2019	2020	2020	2021	2022
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	262,4	278,3	360,4	360,4	371,6

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

Acest proiect este deosebit de important deoarece:

- prin implementarea sa se creează un culoar de transport gaze naturale între piețele din Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează și noua interconectare între Grecia și Bulgaria;
- contractul de transport aferent capacității conductei Tranzit 1 a expirat la 1 octombrie 2016; începând cu anul gazier 2016-2017 capacitatea de transport a conductei Tranzit 1 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. 1938/2017;
- prin implementarea sa se crează posibilitatea preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

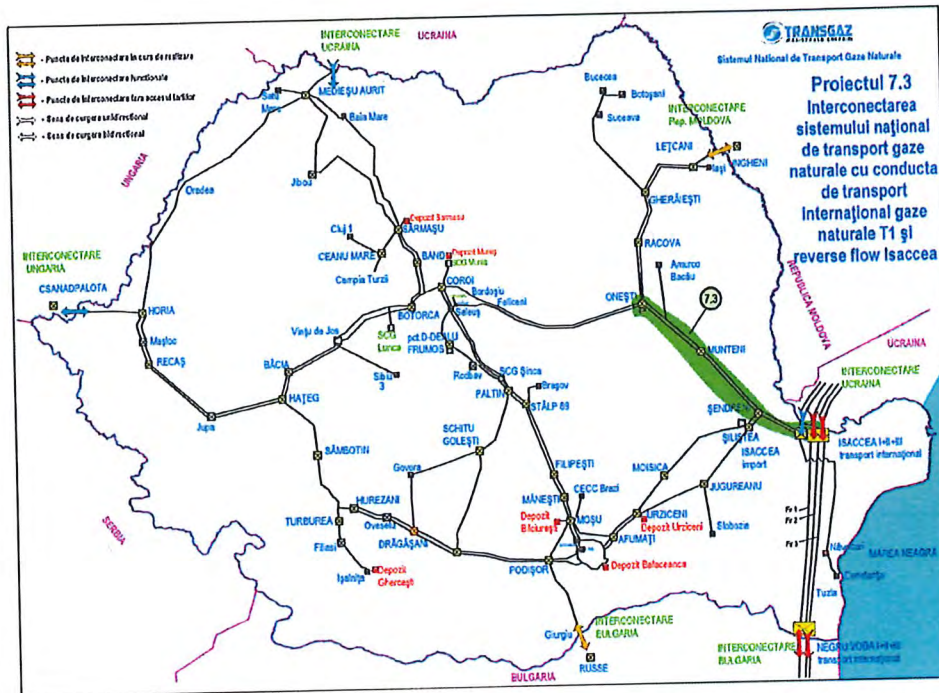


Figura 12 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional
 Transzit 1 și reverse flow Isaccea

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

Etapa 1 – categoria de infrastructură energetică "Conducte pentru transportul de gaze și biogaz care fac parte dintr-o rețea care cuprinde în principal conducte de înaltă presiune, cu excepția conductelor de înaltă presiune utilizate pentru distribuția în amonte sau locală de gaze", cu următoarele obiective de investiții:

- interconectare Isaccea, amplasament U.A.T. Isaccea;
- reabilitarea conductei DN 800 Onești-Cosmești.

Etapa 2 – categoria de infrastructură energetică "Orice echipamente sau instalații esențiale pentru funcționarea securizată, eficientă și în condiții de siguranță a sistemului sau pentru a asigura capacitatea bidirecțională, inclusiv stații de comprimare", cu următoarele obiective de investiții:

- modernizarea Stației de Comprimare Gaze Siliștea existente, inclusiv a Nodului Tehnologic (NT) Siliștea, amplasat în Unitatea Administrativ Teritorială (U.A.T.) Siliștea, județul Brăila;
- lucrări în Nodul Tehnologic Șendreni existent, amplasat în U.A.T. Vădeni, județul Brăila;
- modernizarea Stației de Comprimare Gaze Onești existente, inclusiv a Nodului Tehnologic Onești, amplasament U.A.T. Onești, județul Bacău.

Proiectul nu dezvoltă capacități suplimentare pe punctul de intrare/ieșire în SNT la Negru Vodă.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Etapa 1	2018
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat
Decizia exhaustivă	Obținută
Construcție	Finalizat
Punere în funcțiune/începere operare	Finalizat
Etapa 2	2020
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Caiet de sarcini proiectare și execuție	Finalizat
Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție	Finalizat
Decizia exhaustivă	Finalizat
Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire	2020 (în elaborare)
Construcție	2020
Punere în funcțiune/începere operare	2020

Termen estimat de finalizare: 2018 pentru Etapa 1 și 2020 pentru Etapa 2
Valoarea estimată a investiției: 77,7 milioane EURO
Defalcarea costurilor:

Etapa 1	8,8 mil. Euro
Etapa 2	68,9 mil. Euro
TOTAL	77,7 mil Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.15;
- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.10-1 "Grupul 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 etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă";
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-F-139.

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»)

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

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Proiectul va consta în următoarele: -modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea; -stație nouă de comprimare la Onești; -interconectare SMG Isaccea 1 (SNT cu Tranzit 1); -reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmești– Onești (66,2 km) și Siliștea-Șendreni (11,3 km).	Proiectul va consta în următoarele: -modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea; -stație nouă de comprimare la Onești; -interconectare SMG Isaccea 1 (SNT cu Tranzit 1); -reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmești; – Onești (66,2 km) și Siliștea-Șendreni (11,3 km).	Împărțirea proiectului în două faze: <u>Faza I:</u> -lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare Isaccea; -reparația conductei DN 800 Cosmești –Onești (66,0 km). <u>Faza II:</u> -modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Siliștea; -modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Onești; -modificări în interiorul NT Siliștea, NT Șendreni și NT Onești.	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2018	2019	Faza I: 2018 Faza II: 2019	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	65	65	Faza I: 8,8 Faza II: 92,2	Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9	Nu sunt modificări.

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.

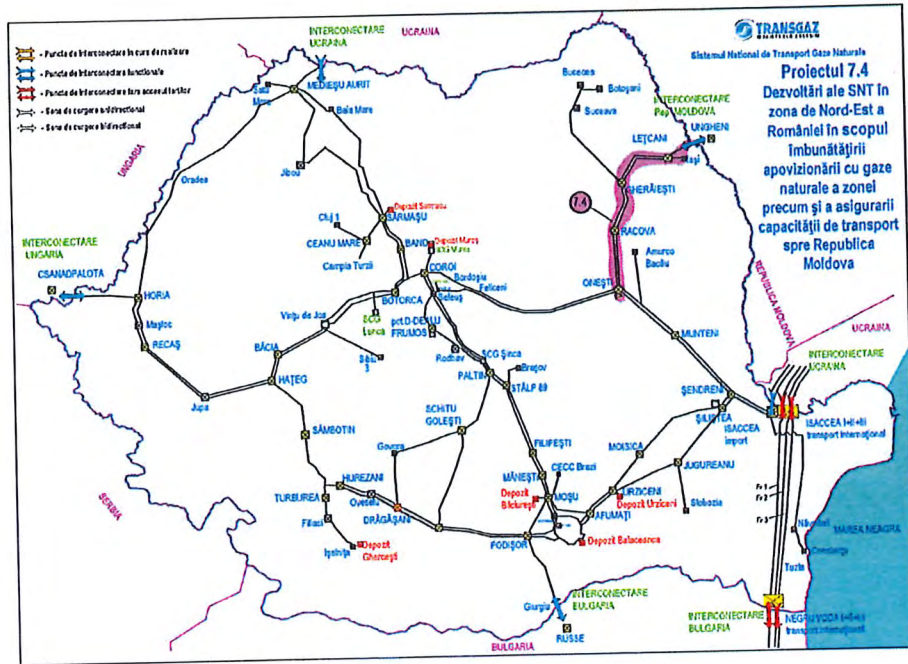


Figura 13 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României

Descrierea proiectului:

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:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale noi DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești–Gherăești în lungime de 104,1 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–Letcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iași pe tronsonul Gherăești–Letcani;
- 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:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de soluție	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectului tehnic pentru conducte	Finalizat
Proiectului tehnic pentru Stațiile de Comprimare	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	Finalizat
Construcție	2020-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2021

Termen estimat de finalizare a proiectului: anul 2021

Valoarea totală estimată a investiției: 174,25 milioane Euro

Valoarea estimată a investiției	
Valoare estimată pentru achiziția de materiale	64,95 mil.Euro
Conductă de transport gaze naturale Onești-Gherăești	17,32 mil. Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești-Lețcani	15,19 mil. Euro
Stație de comprimare Onești	
Stație de comprimare Gherăești	48,46 mil.Euro
Automatizare și securizare conductă	
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)	28,32 mil.Euro
TOTAL	174,25 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 îndeplinește criteriile de eligibilitate ale Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM) Axa prioritară (AP) 8–Obiectivul Strategic (OS) 8.2, program derulat de Autoritatea de Management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8–„Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, în valoare de 214.496.026,71 lei (46,3 mil. EURO).

În acest sens la data de 22.11.2018 a fost semnat contractul de finanțare nr. 226 cu Ministerul Fondurilor Europene.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- TYNDP ENTSOG 2020: TRA-F-357

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

	PDSNT 2014-2023	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Lungime conducte: 163 km	Lungime conducte: 165 km	Lungime conducte: 165,15 km	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2017	2019	2019	2021	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil.Euro)	110	131,7	174,25	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)

În ipoteza în care capacitățile de transport necesare valorificării gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-vest europene depășesc potențialul de transport al coridorului BRUA Faza II, TRANSGAZ a planificat dezvoltarea **coridorului central** care urmărește practic traseul unor conducte din sistemul actual dar care actualmente funcționează la parametrii tehnici neadecvați pentru o arteră magistrală.

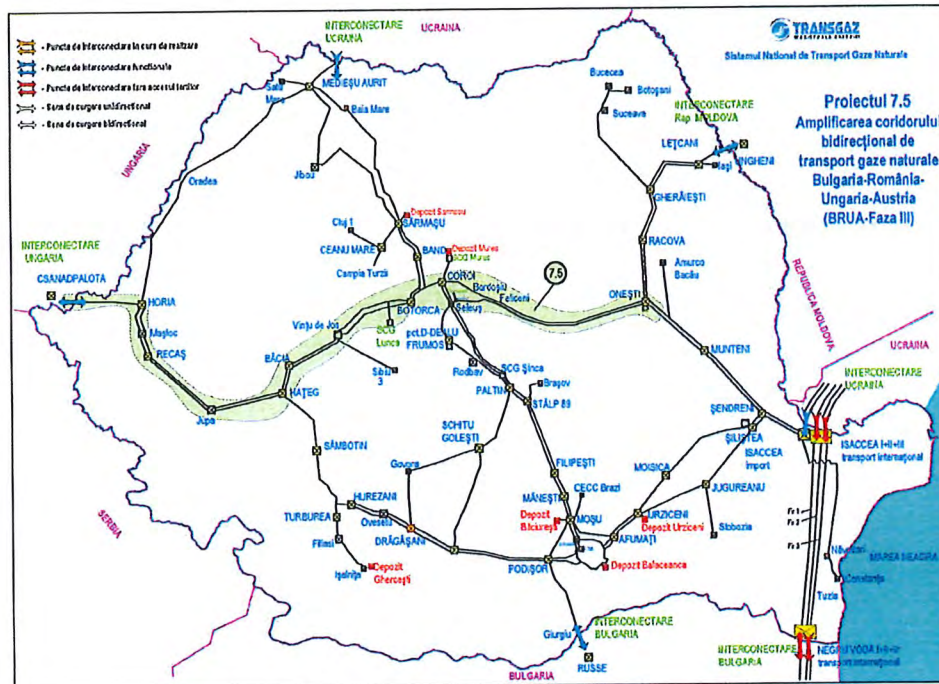


Figura 14- Dezvoltare BRUA -Faza III

Descrierea proiectului

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.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT;
- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT cu conducte noi sau construirea unor 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;
- creșterea capacități de transport gaze naturale spre Ungaria cu 4,4 mld. mc/an.

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 (a doua listă):** 6.25.3;
- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10–poziția 2;
- **Coridor prioritar:** NSI EAST;
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-N-959.

Proiectul va consta în următoarele:

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

2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia:

- **Proiect PCI (a doua listă):** 6.25.3;
- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10–poziția 2;
- **Coridor prioritar:** NSI EAST;
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-N-959.

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.

Încadrare proiect în planuri internaționale

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 **6.24.10-2** sub denumirea "**Grupul 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 etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă**".

Termen de finalizare pentru întreg coridorul: anul 2025

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	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Culoarul central Isaccea-Șendreni-Onești-Coroi-Hațeg-Horia	A fost reconsiderat întregul proiect (culoarul pornește de la Onești la Nădlac)	Culoarul pornește de la Onești la Nădlac	Nu sunt modificări	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2023	2023	2023	2025	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	544	530	530	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

7.6 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 titularii de licențe de explorare și exploatare a perimetrelor din Marea Neagră.

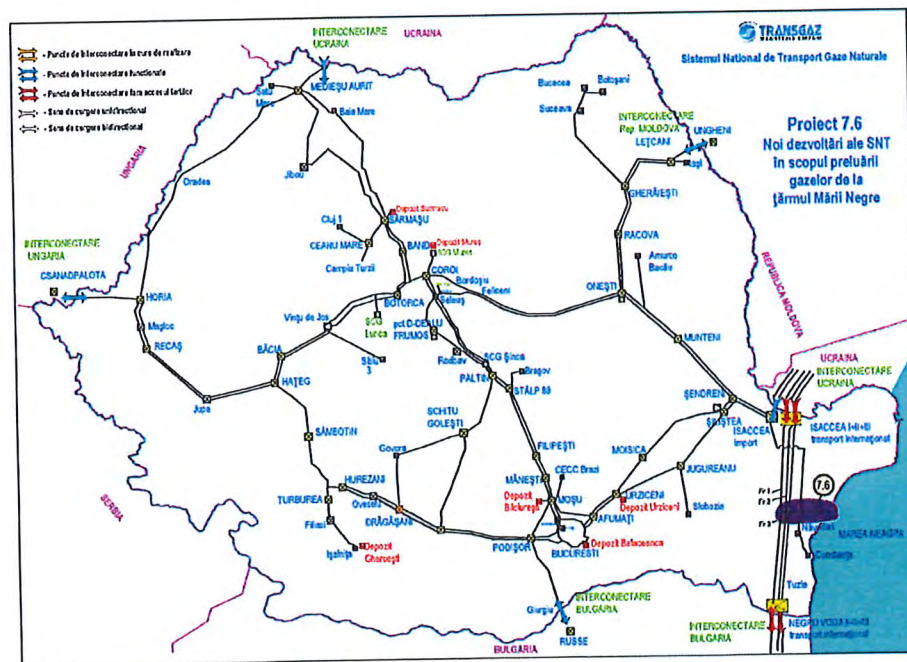


Figura 15 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Descrierea proiectului

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

Capacitatea de transport este 1,23 mld. mc/an-conform procesului Open-Season publicat pe site-ul Transgaz.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat
Obținerea deciziei exhaustive	Finalizat
Luarea deciziei finale de investiție	2020
Construcție	2020
Punere în funcțiune/începere operare	2021

Termen estimat de finalizare: anul 2021, acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată a investiției: 9,14 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.10-3 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 resurse noi din Marea Neagră în a doua și a treia etapă*";
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-F-964.

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»)

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

	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Conductă în lungime de 25 km și diametru DN 500	Conductă în lungime de 25 km și diametru DN 500	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări
Termenul estimat de finalizare	2019	2019	2021	Nu sunt modificări
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	9	9,14	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări

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).

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 de transport gaze naturale din Serbia pe direcția Recaș–Mokrin în lungime totală de aproximativ 97 km și a unei stații de măsurare gaze naturale.

Descrierea proiectului:

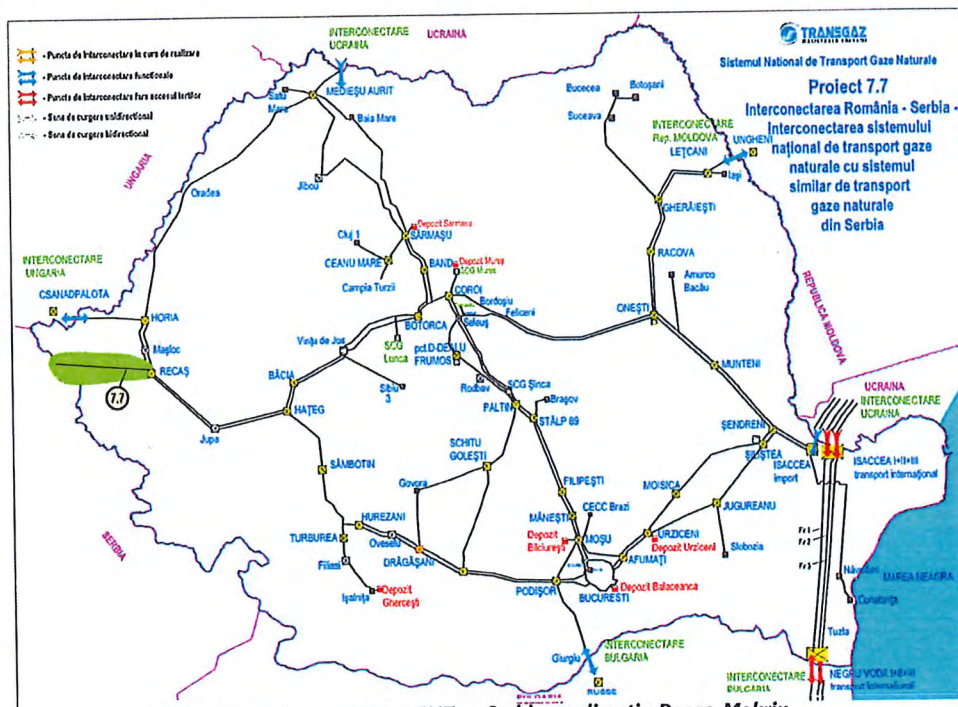
Proiectul "Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" presupune construirea unei conducte noi de transport gaze naturale ce va asigura conexiunea dintre conducta magistrală de transport gaze naturale "BRUA" și Nodul Tehnologic Mokrin din Serbia.

Pe teritoriul României, conducta de transport gaze naturale se va cupla la conducta BRUA Faza I (localitatea Petrovaselo, județul Timiș) și va avea lungimea de 85,56 km (granița dintre România și Serbia-localitatea Comloșu Mare, județul Timiș).

În urma calculului hidraulic a rezultat diametrul de 24" (DN 600) la presiunea de proiectare de 63 bar.

Proiectul va consta în următoarele:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Recaș–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici:
 - presiunea în conducta BRUA zona Recaș: 50-54 bar (PN BRUA–63 bar);
 - diametrul Conductei de interconectare: DN 600;
 - capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

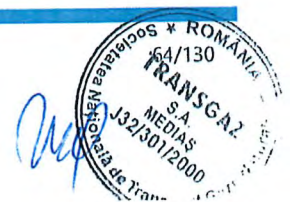


Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiect tehnic și Caiete de sarcini	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2020
Demarare procedură pentru achiziția lucrărilor de execuție	2020
Construcție	2020- 2021
Punere în funcțiune/începere operare	2021

Termen estimat de finalizare: anul 2021

PLANUL DE DEZVOLTARE A SNT ÎN PERIOADA 2020-2029



Valoarea totală estimată a investiției: 56,21 milioane EURO din care:

Valoarea estimată a investiției	
Lucrări de execuție	43,93 mil Euro
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)	12,28 mil Euro
TOTAL	56,21 milioane Euro

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–Recaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-A-1268

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

Urmare a finalizării Studiului de Fezabilitate au apărut următoarele modificări:

	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Lungime conductă 80 km (74 km România)	Lungime conductă 97 km (85 km România)	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări
Termenul estimat de finalizare	2026	2020	Nu sunt modificări.	2021
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	43 (40 România)	50,7 (42,4 România)	(53,76 România)	56,21

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 care să le înlocuiască pe cele existente. În cazul SMG Isaccea 1 stația se va construi în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente.

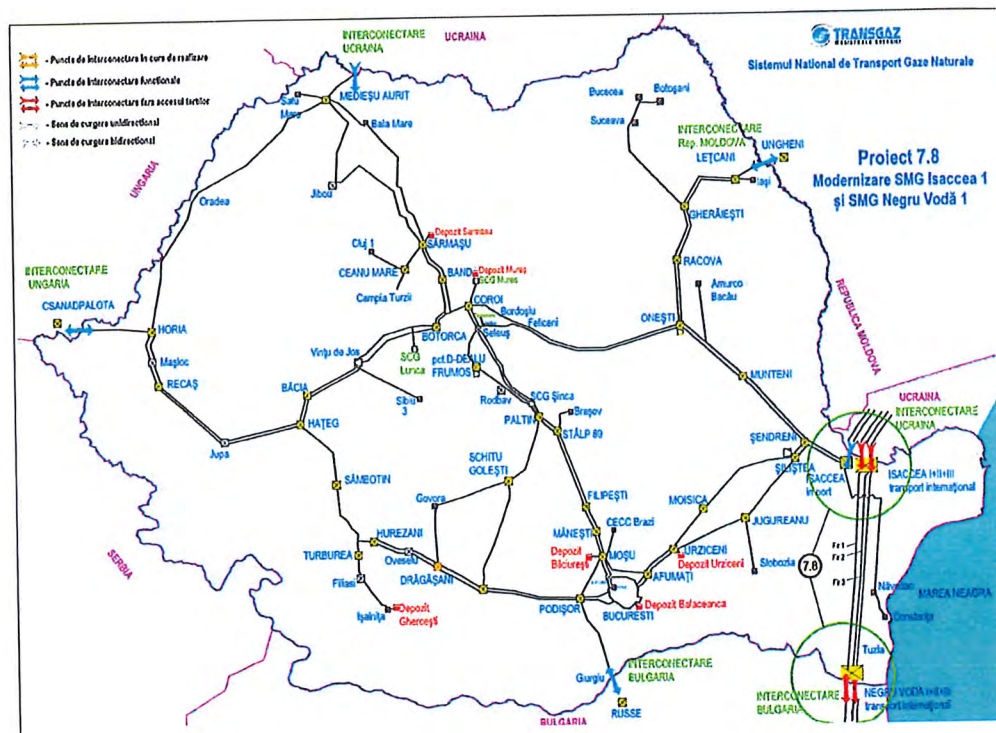


Figura 17 - Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

1. Stația 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 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 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 înscria 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 înscrie 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.

Proiectul presupune modernizarea celor două stații de măsurare pentru capacitățile existente și oferă posibilitatea funcționării în regim bidirecțional și la Isaccea.

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	
	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectare	Finalizat	În elaborare
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	Finalizat	2020*
Construcție	2019 – 2020 (în execuție)	2020-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2021

*termenul depinde de reglementarea juridică a terenului

Termen estimat de finalizare: anul 2020 pentru SMG Isaccea 1, 2021 pentru SMG Negru Vodă 1

Valoarea totală estimată a investiției: 26,65 milioane EURO, din care:

- 13,88 mil. EURO modernizare SMG Isaccea 1;
- 12,77 mil. EURO modernizare SMG Negru Vodă 1.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- TYNDP ENT SOG 2020: TRA-F-1277

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

	PDSNT 2017-2026	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente	Construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări
Termenul estimat de finalizare	2019	2019	2020-SMG Isaccea 1 2021-SMG Negru Vodă1	Nu sunt modificări
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	13,9	13,9	26,65	Nu sunt modificări

7.9 Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret

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 Ucraina, Transgaz a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret.

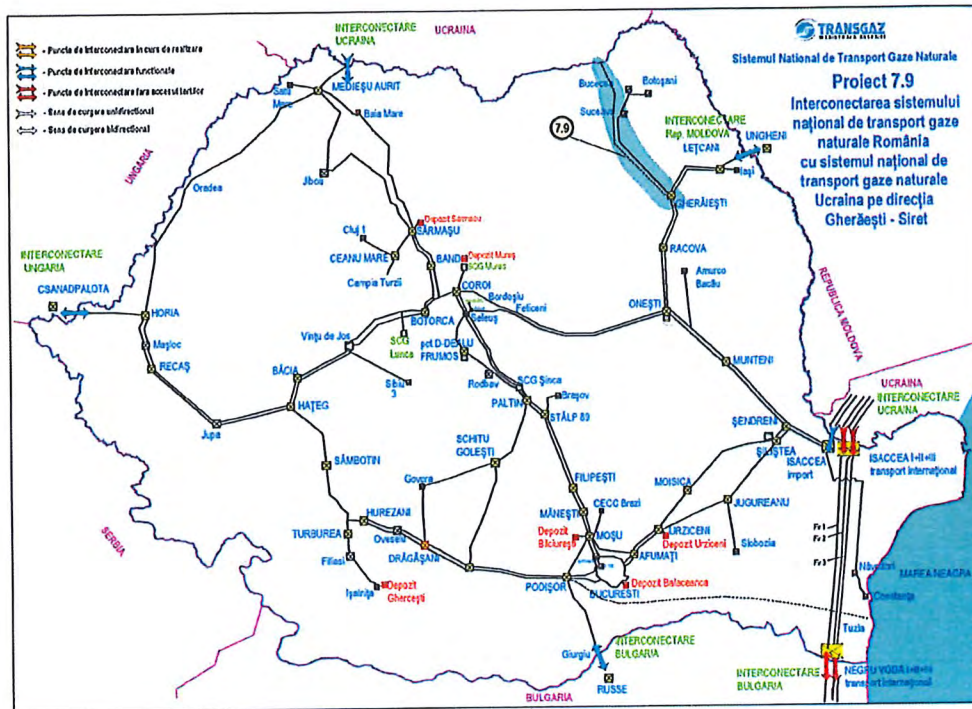


Figura 18 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești-Siret

Descrierea proiectului:

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 în lungime de 130 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești-Siret;
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontaliere;
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul.

Proiectul se află într-o fază incipientă, capacitățile care urmează să fie dezvoltate în cadrul acestui proiect vor fi stabilite ulterior.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

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

*Depinde de stabilirea parametrilor pentru punctul de interconectare și de graficul de implementare a proiectului de pe teritoriul Ucrainei.

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 125 milioane EURO

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSOG 2020: TRA-N-596.**

Coridor prioritar: Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»). Număr Grup EAST 22.

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

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<ul style="list-style-type: none"> – construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 130 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești-Siret; – construirea unei stații de măsurare gaze naturale transfrontalieră; – amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești. 	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	125	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

7.10 Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

Proiectul presupune realizarea/modernizarea unor obiective aferente Sistemului Național de Transport, din zona de Nord-Vest a României, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente.

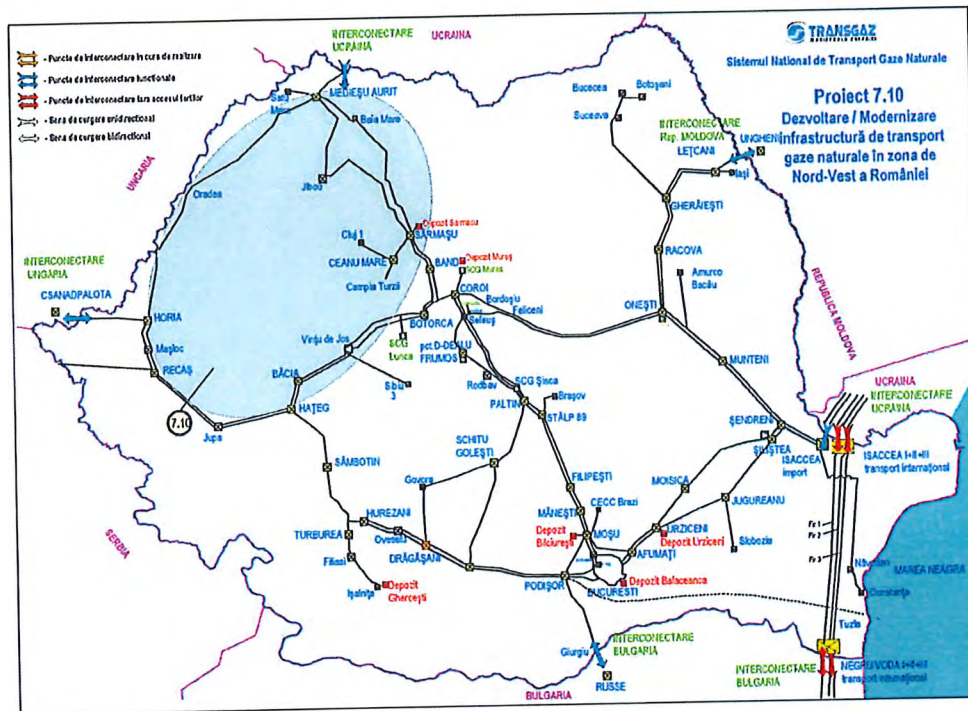


Figura 19- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

Descrierea proiectului

Conform Studiului de Prefezabilitate proiectul constă în:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Medieșu Aurit;
- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel–Medieșu Aurit;
- construirea unei conducte de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Huedin–Aleșd;
- construirea unei Stații de Comprimare Gaze Naturale la Medieșu Aurit.

Proiectul urmează să fie dezvoltat ținând cont de proiectele de importanță majoră aflate deja în derulare, care urmează să fie executate pe teritoriul României, prioritizarea acestui proiect fiind legată de evoluția celorlalte proiecte.

Având în vedere anvergura acestui proiect, se propune implementarea acestuia etapizat, după cum urmează:

- **Etapa 1:**
 - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Borș.
- **Etapa 2:**
 - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Borș–Abrămuț;
 - construirea unei Stații de Comprimare Gaze Naturale la Medieșu Aurit;
 - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Huedin–Aleșd.
- **Etapa 3:**
 - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Abrămuț–Medieșu Aurit;
 - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel–Medieșu Aurit.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Etapa 1	2022
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2020
Proiectare	2020-2021
Achiziții publice	2021
Construcție	2021-2022
Punere în funcțiune/începere operare	2022
Etapa 2	2025
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2020
Proiectare	2021-2022
Achiziții publice	2022
Construcție	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025
Etapa 3	2026
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2020
Proiectare	2022-2023
Achiziții publice	2023
Construcție	2024-2026
Punere în funcțiune/începere operare	2026

Termen estimat de finalizare: anul 2022 pentru Etapa 1, anul 2025 pentru Etapa 2 și anul 2026 pentru Etapa 3

Valoarea estimată a investiției: 405 milioane Euro

Proiectul se află într-o fază incipientă, fiind finalizat Studiul de Prefezabilitate.

Încadrare proiect în planuri internaționale:

TYNDP ENTSOG 2020: TRA-N-598

Modificări față de Planul anterior de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etapa 1: construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia-Borș. ▪ Etapa 2: -construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Borș-Abrămuț; -construirea unei Stații de Comprimare Gaze Naturale la Medieșu Aurit; -construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Huedin-Aleșd. ▪ Etapa 3: -construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Abrămuț-Medieșu Aurit; -construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Sărmășel-Medieșu Aurit. 	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2022 – Etapa 1 2025 – Etapa 2 2026 – Etapa 3	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	405	Nu sunt modificări.

7.11 Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

În luna iulie 2017, la București, SNTGN Transgaz SA, Bulgartransgaz, DESFA SA, FGSZ Ltd. și ICGB AD au semnat Memorandumul privind cooperarea pentru realizarea Coridorului Vertical. Pentru atingerea scopului, părțile agreează să analizeze necesitățile tehnice sub forma unor conducte noi, interconectări sau consolidări ale sistemelor naționale de transport.

Estimările privind transportul de gaze în zona de sud a Europei prezintă o evoluție rapidă, iar noile proiecte majore care vor fi realizate în această zonă au în vedere fluxuri ale gazelor pe direcția sud-nord.

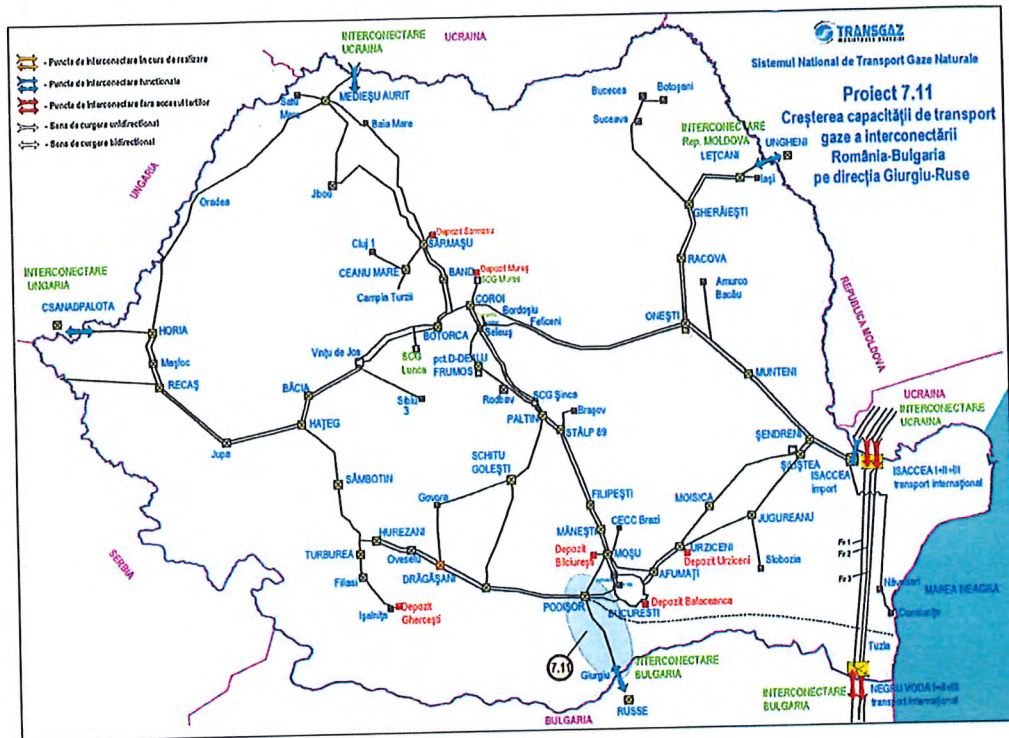


Figura 20- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

Descrierea proiectului

În funcție de capacitate, proiectul constă în:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente;
- construirea unei noi subtraversări la Dunăre;
- amplificarea SMG Giurgiu.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Studiu de fezabilitate	2020-2021
Proiectare	2022-2024
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2024
Construcție	2025-2027
Punere în funcțiune/începere opere	2027

Termen estimat de finalizare: anul 2027
Valoarea estimată a investiției: 51,8 milioane Euro



Proiectul se află într-o fază incipientă, capacitățile care urmează să fie dezvoltate în cadrul acestui proiect vor fi stabilite ulterior, pe baza acestora urmând să fie stabilită și soluția tehnică finală.

Modificări față de Planul anterior de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	În funcție de capacități, proiectul constă în: -construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente; -construirea unei noi subtraversări la Dunăre; -amplificare SMG Giurgiu.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2027	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	51,8	Nu sunt modificări.

7.12 Eastring-România

Proiectul EASTRING, promovat de EUSTREAM, este o conductă cu flux bidirecțional pentru Europa Centrală și de Sud-Est care are ca scop conectarea sistemelor de transport gaze naturale din Slovacia, Ungaria, România și Bulgaria pentru a obține acces la rezervele de gaze naturale din regiunea Caspică și Orientul Mijlociu.

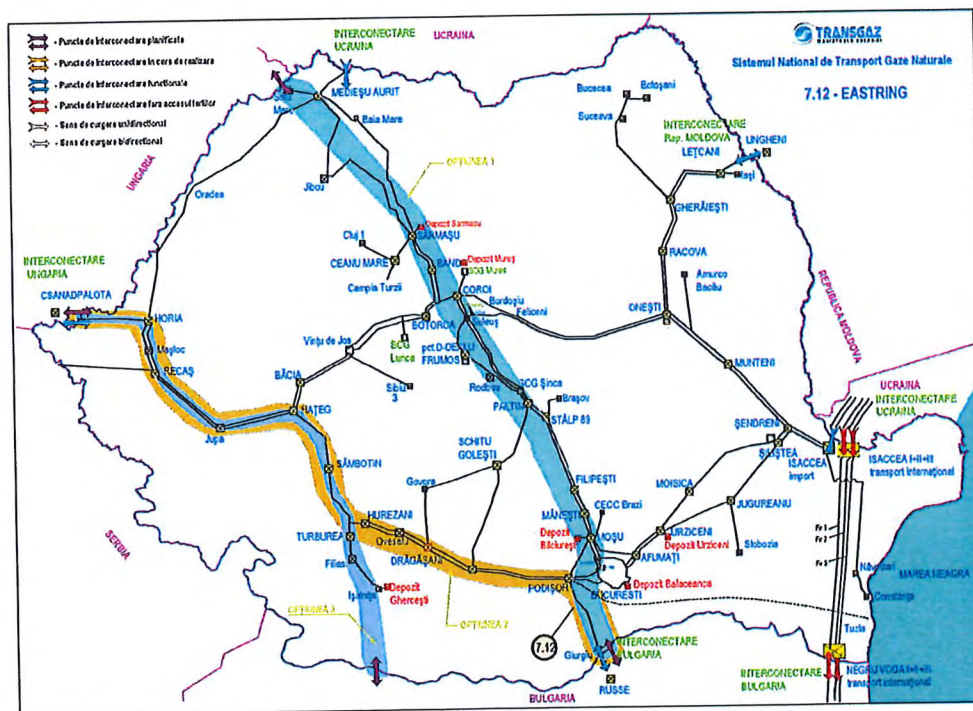


Figura 21- Eastring

Descrierea proiectului

EASTRING este un gazoduct de interconectare cu flux bidirecțional cu o capacitate anuală între 225,500 GWh și 451,000 GWh (aprox. 20 mld. mc până la 40 mld. mc), care conectează Slovacia cu granița externă a UE prin Bulgaria, Ungaria și România.

EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest – o zonă cu potențial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse.

Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est.

Conform studiului de fezabilitate, implementarea proiectului se va realiza în două faze, după cum urmează:

- Faza 1 – Capacitate maximă de 20 mld mc/an;
- Faza 2 – Capacitate maximă de 40 mld mc/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Faza 1	2025
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	2019-2023
Achiziții	2022-2023
Construcție	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025
Faza 2	2030
Studiu de prefezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	2025-2028
Achiziții publice	2028-2029
Construcție	2028-2030
Punere în funcțiune/începere operare	2030

Termen estimat de finalizare: anul 2025 pentru Faza 1, anul 2030 pentru Faza 2

Valoarea estimată a investiției:

- Faza 1 - 1.297 mil. Euro pentru România (2.600 mil. Euro-total);
- Faza 2 - 357 mil. Euro pentru România (739 mil. Euro-total).

În anul 2018 a fost finalizat Studiul de Fezabilitate.

Obiectivul Studiului de Fezabilitatea a fost proiectarea unei conducte bidirecționale care să conecteze sistemul de transport din Slovacia cu granița de Sud-Est a Europei (Marea Neagră sau Turcia) prin Ungaria, România și Bulgaria.

Încadrare proiect în planuri Internaționale

- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.25.1;
- **TYNDP ENTSO G 2020 (Eastring-Romania):** TRA-A-655.

Modificări față de Planul anterior de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	Gazoduct de interconectare cu flux bidirecțional cu o capacitate anuală între 225,500 GWh și 451,000 GWh (aprox. 20 mld. mc până la 40 mld. mc), care conectează Slovacia cu granița externă a UE prin Bulgaria, Ungaria și România.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025 – Faza 1 2030 – Faza 2	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	Faza 1 - 1.297 mil. Euro pentru România (2.600 mil. Euro-total); Faza 2 - 357 mil. Euro pentru România (739 mil. Euro-total).	Nu sunt modificări.

7.13 Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale

Implementarea sistemului de achiziție, comandă și monitorizare pentru sistemul de protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatare a conductelor de transport, în baza datelor achiziționate, va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor cu cheltuieli de mentenanță scăzute.

Concomitent va oferi informații legate de electrosecuritatea conductei, cât și pentru protecția catodică intrinsecă (fără sursă exterioară de curent catodic), oferind informații în unele puncte sau tronsoane pentru redresare limitativă a curenților de dispersie în curent alternativ induși în conductă.

Descrierea proiectului

În SNTGN TRANSGAZ SA, stațiile de protecție catodică reprezintă principalul sistem de protecție activă al conductelor de transport gaze naturale.

Există în evidență în acest moment, aproximativ 1.038 stații de protecție catodică (SPC). Reducerea coroziunii conductelor, menținerea acestora în funcțiune pe o durată cât mai lungă de timp și reducerea costurilor cu mentenanța este un obiectiv prioritar.

Sistemul centralizat de protecție catodică va oferi posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță a punctelor de interes ale sistemului, va elimina costurile de citire a datelor, va evita situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, va permite control distribuit al locațiilor, va reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.

Implementarea unui astfel de sistem va reduce micro-managementul, timpii de test și punere în funcțiune.

Arhitectura distribuită va oferi riscuri minime de indisponibilitate și va oferi fiabilitate maximă sistemului de protecție catodică.

Sistemul va fi intuitiv, ușor de utilizat și acceptabil în orice structură de sistem SCADA, iar cerințele de perfecționare a operatorilor sunt scurte și simple. Implementarea unui astfel de sistem va reduce costurile cu personalul și va specializa personalul de operare și mentenanță.

Decizia privind mentenanța sistemului precum și reglarea corespunzătoare a stațiilor de protecție catodică în sistem integrat va fi decizia unui dispecer bine instruit care se va baza pe date în primite în timp real și pe o baza de date istorică.

Controlul de la distanță al parametrilor stațiilor de protecție catodică și monitorizarea coroziunii în punctele critice ale sistemului de transport gaze naturale este obligatorie pentru reducerea coroziunii și gestionarea corespunzătoare a consumurilor energetice din fiecare locație.

Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodica va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatare a conductelor de transport, în baza datelor achiziționate, va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2020
Proiect Tehnic	2020-2021
Studiu de impact asupra mediului	Nu e cazul
Obținere Acord de Mediu	Nu e cazul
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Nu e cazul
Obținerea autorizației de construire	Nu e cazul
Luarea deciziei finale de investiție	2020
Construcție	2021-2023
Punere în funcțiune/începere operare	2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 8 milioane EURO

Modificări față de Planul anterior de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	-	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2023	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	8	Nu sunt modificări.

7.14 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

SNTGN Transgaz are implementat și pus în funcțiune în anul 2015, un sistem SCADA care este structurat astfel;

- 2 dispecerate la nivel central, Mediaș și București;
- 9 dispecerate locale;
- 948 de SRM-uri;
- 106 de robineti de secționare (de linie);
- 33 de noduri tehnologice;
- 3 stații de comprimare;
- 4 stații de transport internațional;
- 2 stații de import;
- 7 depozite subterane.

Sistemul Național de Transport gaze naturale are o evoluție continuă justificată de dinamica fluxurilor de gaze vehiculate și de poziția strategică pe care o are România în ceea ce privește asigurarea independenței și securității energetice naționale și europene:

- dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
- interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
- 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;
- amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III);
- valorificarea resurselor tehnice și energetice ale României prin dezvoltarea de proiecte de interconectare a SNT cu alte sisteme de transport europene (Ucraina, Moldova, Serbia, Ungaria, Bulgaria);
- proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre;
- interconectarea România-Serbia-interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia;
- modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;

- interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret;
- extinderea, dezvoltarea și re tehnologizarea infrastructurii de transport gaze naturale (dezvoltarea de re tehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, modernizarea infrastructurii sistemului de inmagazinare etc.);
- satisfacerea cerințelor legislative impuse de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) privind integrarea în Sistemul SCADA TRANSGAZ a tuturor punctelor de ieșire din SNT, care nu au fost incluse în Sistemul SCADA implementat prin Contractul de Furnizare nr.17095/2009.

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.

Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale trebuie să fie susținută în următorii ani de dezvoltarea unui sistem SCADA, performant și flexibil, prin modernizarea arhitecturii hardware și software, prin migrarea spre o arhitectură descentralizată, cu control distribuit pe unități administrative organizatorice în conformitate cu structura SNTGN TRANSGAZ SA.

Descrierea proiectului

Proiectul privind "Dezvoltarea Sistemului SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale" va consta în:

- analiza posibilităților de optimizare a arhitecturii sistemului SCADA;
- upgradarea/inlocuirea, la nivelul dispeceratelor SCADA naționale/teritoriale a echipamentelor hardware uzate din punct de vedere moral și fizic în scopul asigurării, prin variantele noi de firmware/sisteme de operare/aplicații software utilizate, a creșterii volumului și puterii de procesare a datelor precum și a gradului de securitate informatică;
- asigurarea unei rezerve de capacitate hardware/software la nivelul dispeceratelor SCADA naționale și teritoriale necesară integrării viitoare în sistemul SCADA a obiectivelor SNT care urmează a fi puse în funcțiune în perioada 2022-2027;
- integrarea suplimentară a circa 170 SRM (Stații de Reglare Măsurare) funcționale la nivelul Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNT);
- asigurarea continuității transmiterii, monitorizării în timp real la dispeceratele SCADA naționale și teritoriale, a parametrilor tehnologici relevanți și necesari din cadrul obiectivelor SNT, în concordanță cu nivelul și ritmul de dezvoltare a instalațiilor tehnologice pe termen scurt și mediu, în scopul monitorizării și operării SNT în condiții de siguranță, eficiență și protecție a mediului înconjurător;
- integrarea automatizărilor locale noi care vor fi puse în funcțiune până în anul 2022 rezultate prin re tehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, a nodurilor tehnologice, a robinetelor de secționare amplasate pe conductele magistrale, etc;

- instalarea de sisteme tip SCADA Intrusion Detection System LAN SCADA;
- instalarea de sisteme tip IP&DS dedicate cu supraveghere la nivel de protocoale industriale pentru aplicațiile sensibile (stațiile comandate de la distanță prin sistemul SCADA: noduri tehnologice, stații de interconectare, stații de comprimare, viitoare Sisteme de automatizare conducte);
- instalarea unui sistem de simulare și PMS (Pipeline Monitoring Software) sau NSM (Managementul Programului de Rețea);
- identificarea și asigurarea de soluții tehnice privind securizarea rețelei de date industriale în care sunt instalate sistemele de achiziție date și control (SCADA);
- analiza oportunităților tehnice privind proiectarea și realizarea unui dispecherat de urgență, în cazul în care studiul referitor la oportunitatea și necesitatea existenței unui dispecherat de urgență reclamă acest lucru, instruirea personalului operator/tehnic/de mentenanță SCADA pentru utilizarea noilor tehnici și politici de securitate implementate.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2020 - 2021
Proiect Tehnic	2021 - 2022
Studiu de impact asupra mediului	Nu e cazul
Obținere Acord de Mediu	Nu e cazul
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Nu e cazul
Obținerea autorizației de construire	Nu e cazul
Luarea deciziei finale de investiție	2020 - 2021
Construcție	2020 - 2023
Punere în funcțiune/începere operare	2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 5,5 milioane EURO

Modificări față de Planul anterior de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	-	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2023	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	5,5	Nu sunt modificări.

7.15 Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2

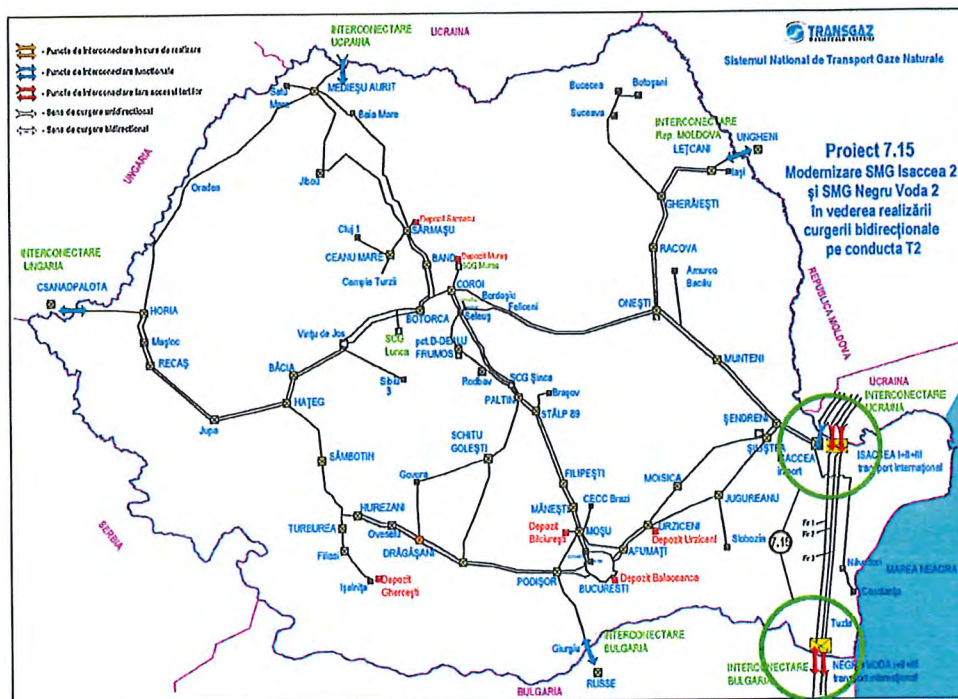


Figura 22 - Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2

Descrierea proiectului

Pentru asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2 este necesară modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2.

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 2

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 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 înscria 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 2

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 înscrie 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.

Proiectul presupune modernizarea celor două stații de măsurare pentru capacitățile existente și oferă posibilitatea funcționării în regim bidirecțional și la Isaccea.

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2021-2022*
Proiect Tehnic	2022-2023*
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	2023*
Obținerea autorizației de construire	2023*
Luarea deciziei finale de investiție	2023*
Construcție	2023-2024*
Punere în funcțiune/începere operare	2024*

**Proiectul va fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria – România – Ucraina (culoarul transbalcanic).*

Termen estimat de finalizare: 2024

Valoarea estimată a investiției: 26,65 milioane EURO

7.16 Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

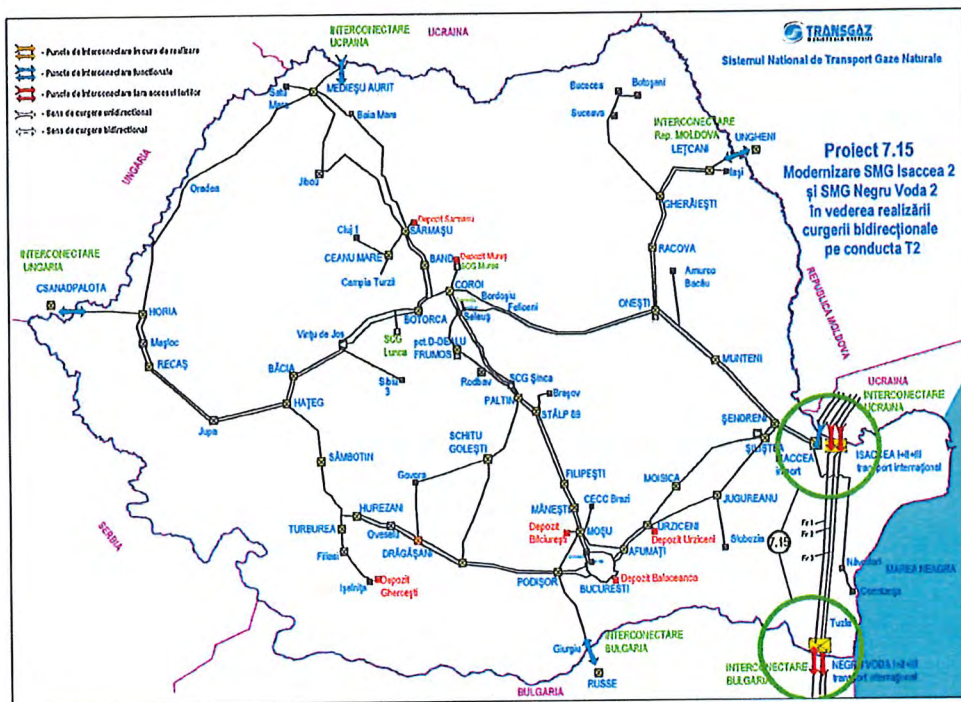


Figura 23- Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

Pentru asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T3 este necesară modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3.

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 3

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 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 înscrie 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 3

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 înscrie 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.

Proiectul presupune modernizarea celor două stații de măsurare pentru capacitățile existente și oferă posibilitatea funcționării în regim bidirecțional și la Isaccea.

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2023-2024*
Proiect Tehnic	2024-2025*
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	2025*
Obținerea autorizației de construire	2025*
Luarea deciziei finale de investiție	2025*
Construcție	2026-2027*
Punere în funcțiune/începere operare	2028*

**Proiectul va fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria – România – Ucraina (culoarul transbalcanic).*

Termen estimat de finalizare: 2028

Valoarea estimată a investiției: 26,65 milioane EURO

7.17 Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

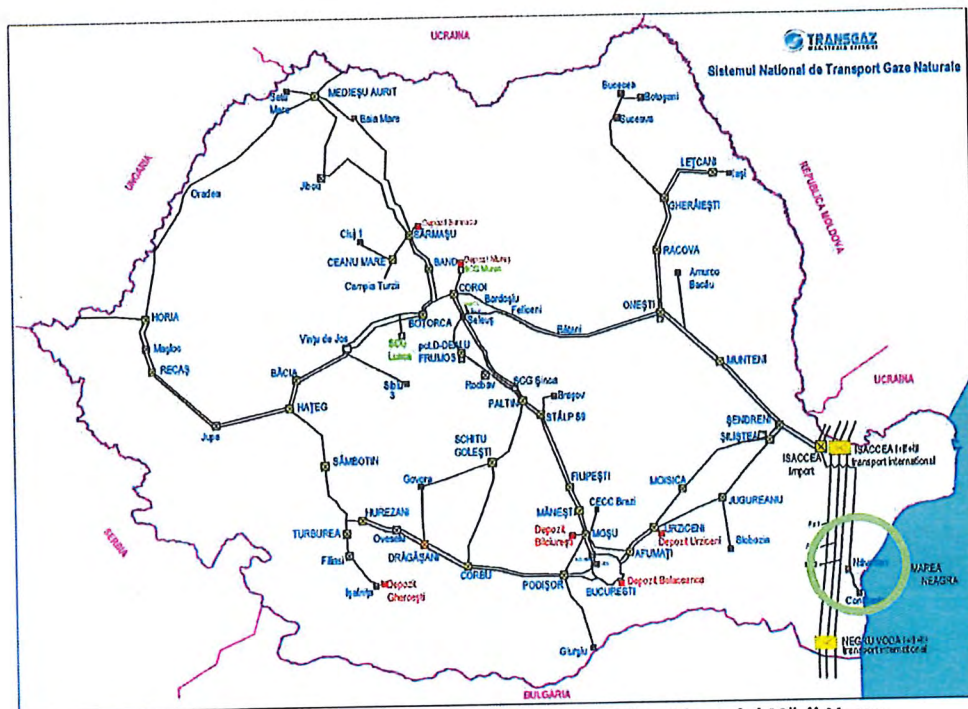


Figura 24 - Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Descrierea proiectului

Preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre printr-un terminal GNL presupune realizarea interconectării sistemului național de transport gaze naturale la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport gaze naturale, în lungime de cca 25 Km, de la țărmul Mării Negre până la conductele T1 și T2.

Capacitatea și presiunea de proiectare pentru această conductă se vor stabili în funcție de cantitățile de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2022-2023
Proiect Tehnic	2023-2024
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	2025
Obținerea autorizației de construire	2025
Luarea deciziei finale de investiție	2025
Construcție	2026-2028
Punere în funcțiune/începere operare	2028

Termen estimat de finalizare: 2028

Valoarea estimată a investiției: 19,6 milioane EURO

PLANUL DE DEZVOLTARE A SNT ÎN PERIOADA 2020-2029



8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE

I. OPERATE DE DEPOGAZ PLOIEȘTI-PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE



Figura 25 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depogaz

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 un debit de 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 naturale și modernizare sistem răcire stație comprimare Butimanu;
- modernizare 19 sonde de injecție/extracție;
- foraj 4 sonde noi;
- conductă nouă (11 Km) transport gaze naturale 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
FID	Finalizat
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

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

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - modernizare instalații de separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești; - sistematizare și modernizare sistem de conducte aspirație/refulare gaze naturale și modernizare sistem răcire stație comprimare Butimanu; - modernizare 19 sonde de injecție/extracție; - foraj 4 sonde noi; - conductă nouă (11 Km) transport gaze naturale între depozit Bilciurești și stație comprimare Butimanu. 	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	59	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

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

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta din următoarele:

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

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2021
FID	2021
Proiectare	2022
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2023
Documentație de licitație și achiziție	2024
Construcție	2026
Punere în funcțiune/începere operare	2026

Termen estimat de finalizare: anul 2026

Valoarea totală estimată a investiției: 122 milioane EURO

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

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<ul style="list-style-type: none"> – 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. 	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	2026	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	122	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (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 sau Davideni.

Caracteristici:

- capacitate de aproximativ 200 milioane m³/ciclu;
- capacitate de injecție de aproximativ 1,4 milioane m³/zi;
- capacitate de extracție de aproximativ 2 milioane m³/zi.

Proiectul va consta din următoarele

- stație de comprimare gaze naturale;
- 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	2021
FID	2023
Proiectare	2025
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2026
Documentație de licitație și achiziție	2027
Construcție	2029
Punere în funcțiune/începere operare	2029

Termen estimat de finalizare: anul 2029

Valoarea totală estimată a investiției: 80 milioane EURO

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

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	– stație de comprimare; – instalații de uscare și măsură gaze; – instalații tehnologice sonde injecție/extracție; – foraj sonde de injecție/extracție; – interconectare depozit înmagazinare gaze cu SNT; – stoc inactiv gaze.	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2025	2029	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	80	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

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 prin mărirea capacității de la 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 59 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	În lucru
FID	2021
Proiectare	2021
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de	2021

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
construire și obținere Autorizație de Construire	
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

Încadrare proiect în planuri internaționale

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**.

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

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<ul style="list-style-type: none"> – 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. 	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2024	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	136	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.

II. OPERATE DE DEPOMUREȘ TÂRGU MUREȘ-PROIECT MAJOR DE ÎNMAGAZINARE

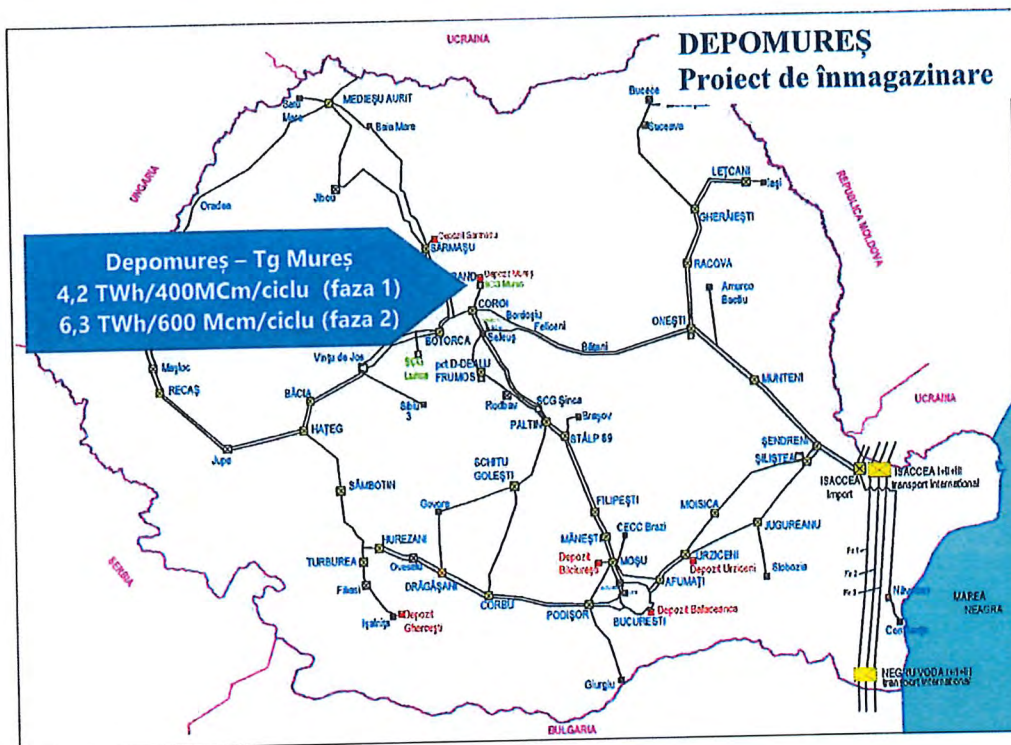


Figura 26 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale - Depomureș

8.5. Unitate de stocare-Depomureș-Retehnologizarea și dezvoltarea Depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș

Proiectul are ca scop retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș pentru **îmbunătățirea condițiilor tehnice de înmagazinare în depozitul Tg. Mureș și implicit creșterea nivelului de performanță a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere.**

Descrierea proiectului:

Proiectul inițiat de Depomureș constă în retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureș, cu o capacitate actuală de 300 mil. mc.

Proiectul de dezvoltare al operatorului de înmagazinare gaze naturale Depomureș SA este un proiect ce se desfășoară etapizat (2 faze).

Obiectivele principale ale acestui proiect sunt (i) creșterea flexibilității depozitului prin creșterea capacității zilnice de injecție și extracție de la o medie actuală de cca. 1,7 mil. mc/zi la cca. 3,5 mil. mc/zi după implementarea fazei 1 a proiectului, respectiv la cca. 5 mil. mc/zi, după implementarea fazei a doua de dezvoltare, respectiv (ii) creșterea volumului util al depozitului la 400 mil. mc într-o primă etapă (Faza 1), respectiv la 600 mil. mc într-o etapă ulterioară (Faza 2).

Proiectul va consta în principal din următoarele:

- stație centrală de gaze (unități de comprimare, uscare gaze, panou comercial de măsurare gaze bidirecțional, facilități adiacente);
- colector nou de înmagazinare;
- modernizare instalații tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare, sonde noi.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare*
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	Finalizat (Faza 1)
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2021 (Faza 1)
Documentație de licitație și achiziție	2021 (Faza 1)
Construcție	2022 - 2023 (Faza 1)
Punere în funcțiune/începere operare	2023 (Faza 1)

*Faza 2 va putea fi demarată doar după finalizarea implementării fazei 1.

**Calendarul de implementare prezentat este unul estimativ, datele estimate de finalizare a diferitelor etape urmând a fi actualizate în funcție de data obținerii deciziei finale de investiție.

Termen estimat de finalizare: anul 2023 (Faza 1)

Valoarea totală estimată a investiției: 87 milioane EURO (Faza 1 și 2)

Valoarea totală estimată a investiției (finalizare Faza 1): cca. **30 mil.Euro**, valoare cuprinsă în Studiul de perspectivă pe 5 ani aferent depozitului de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu-Mureș 2019-2023.

FID finalizare Faza 1: 2021 (estimativ); FID faza 2–după finalizarea implementării Fazei 1.

Investițiile aferente proiectului de dezvoltare al Depomureș–faza 1 (obiectiv principal stație de comprimare gaze), sunt incluse în Studiul de perspectivă pe 5 ani aferent depozitului de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu-Mureș 2019-2023, elaborat în anul 2019, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 38/2019 privind aprobarea *Procedurii privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorilor de transport și de sistem, de distribuție și de înmagazinare a gazelor naturale, precum și a terminalelor GNL.*

În conformitate cu dispozițiile statutare ale Societății, sursele de finanțare aferente proiectului urmează să fie aprobate de instanțele de guvernanță ale Societății (fonduri proprii, împrumuturi, fonduri nerambursabile), cu ocazia luării deciziei finale de investiție.

Încadrare proiect în planuri internaționale

Proiectul de dezvoltare al Depomures a fost declarat în anul 2013 *Proiect de Interes Comun (PIC)* de către Comisia Europeană. Statutul de PIC a fost reconfirmat de Comisia Europeană ulterior, în anul 2015, 2017 și 2019 când s-au publicat listele actualizate a proiectelor de interes comun la nivel european. Includerea și păstrarea proiectului Depomures pe lista de proiecte-cheie de infrastructuri energetice de interes comun la nivelul Uniunii Europene, dovedește și întărește importanța strategică a acestuia nu doar la nivel național ci și la nivel european.

Astfel, proiectul este inclus pe lista în vigoare de Proiecte de Interes Comun, în coridorul NSI Gas (regiunea Europa Centrala și de Est), cu numărul de referință 6.20.4.

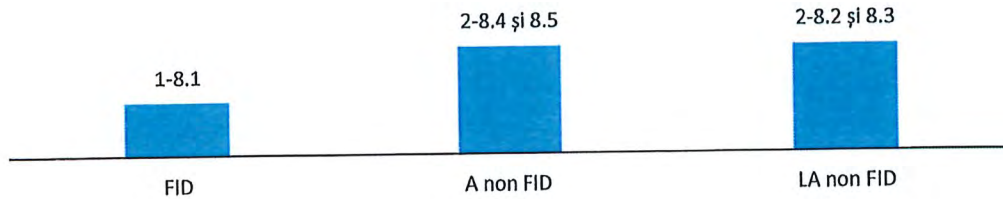
Modificări față de Planurile anterioare de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale

	PDSNT 2018-2027	PDSNT 2019-2028	PDSNT 2020-2029
Descrierea proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - stație centrală de gaze (unități de comprimare, uscarea gaze, panou de măsură fiscală bidirecțională gaze, facilități adiacente); - colector nou de înmagazinare; - modernizări instalații tehnologice de suprafață pentru creșterea presiunii de operare, sonde noi. 	Nu sunt modificări.	Nu sunt modificări.
Termenul estimat de finalizare	2021 (Faza 1)	Nu sunt modificări.	2023
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	87 (Faza 1 și 2)	Nu sunt modificări.	87 (Faza 1 și 2) 30 (Faza 1)

8.6. ANALIZA PROIECTELOR DE ÎNMAGAZINARE

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

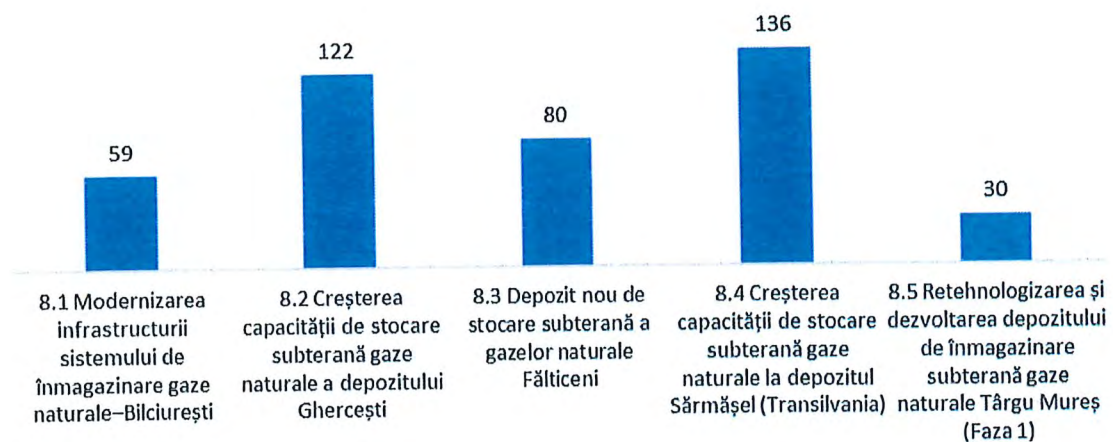
Proiecte de înmagazinare		TYNDP 2020	PCI (lista a IV-a)	
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze-Bilciurești	UGS – F - 311		FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	UGS - N - 398		LA non FID
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	UGS – N - 399		LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	UGS – N - 371	6.20.6	A non FID
8.5	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	UGS – A - 233	6.20.4	A non FID



Grafic 20- Statut Proiecte Majore de înmagazinare

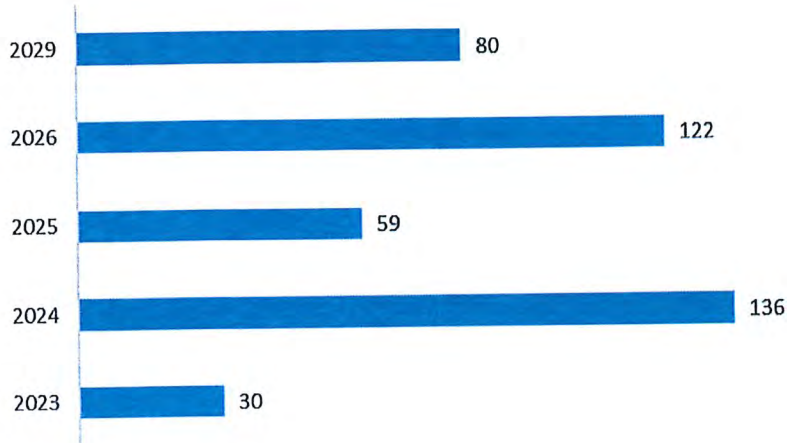
8.6.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești	59	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	122	2026	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Ghercești
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni	80	2029	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	136	2024	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale
8.5	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	30 (Faza 1) 87 (Faza 1 si 2)	2023 (Faza 1)	Îmbunătățirea condițiilor tehnice de înmagazinare în depozitul Tg. Mureș și implicit creșterea nivelului de performanță a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere
TOTAL Proiecte înmagazinare		~ 0,427 Mld Euro (0,484 Mld. Euro cu proiectul 8.5 total)		



Grafic 21 - Costul Proiectelor Majore de înmagazinare (mil. EURO)

Efortul investițional necesar realizării proiectelor majore de înmagazinare în funcție de termenele de finalizare:



Grafic 22- Efortul investițional - funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)

Menționăm că în ceea ce privește proiectele *Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze-Bilciurești (proiect FID)* și *Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș (proiect A non FID)*, Transgaz este în măsură să confirme faptul că dispune de capacitatea necesară preluării volumelor aferente, luând în considerare discuțiile prelabile purtate cu Depogaz și Depomureș Târgu Mureș.

Pentru proiectele:

- creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești aflat în stadiul LA non FID (FID 2021);
- depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova) aflat în stadiul LA non FID (FID 2023);
- creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania), aflat în stadiul LA non FID (FID 2020),

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);
- non-FID mai puțin avansate (LA non-FID).

Funcție de această clasificare, proiectele Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2020–2029 se prezintă astfel:

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – Faza I	FID
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – Faza II	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	FID
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	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
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID*
7.12	Eastring–România	LA non FID
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID*
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID*
7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	LA non FID*
7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	LA non FID*
7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	LA non FID*

*Proiecte care nu sunt incluse în TYNDP 2020

Tabel 12 – Statutul Proiectelor Majore pentru perioada 2020-2029



Grafic 23 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz

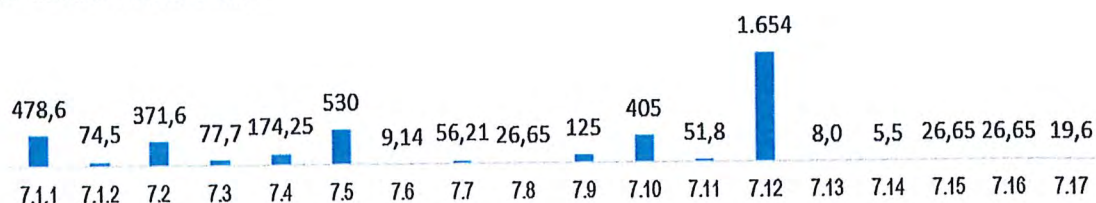
Mențiune

Față de Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale 2019-2028, toate proiectele și-au menținut statutul.

Nr. proiect	Denumire proiect	Proiecte pentru care se aplică procedura open season
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I	x
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II	x
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	x
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	
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	
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria- Romania-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)	
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	x
7.7	Interconectarea România-Serbia	
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret	
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze în zona de Nord-Vest a României	
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	
7.12	Eastring-România	
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	
7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	
7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	
7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	

Tabel 13 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season

9.2 Costul Proiectelor



Grafic 24-Costul proiectelor majore (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a proiectelor majore:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza I)	478,6	2020	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 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	7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	74,5	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	A non FID
3	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	371,6	2022	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în vederea transportului 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
4	7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional	77,7 Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020	Transgaz implementează acest proiect creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale răspunzând totodată cerințelor Comisiei Europene. Menționăm	FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
		gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea			faptul că acest proiect face parte din prima, a II-a și a III-a listă de proiecte de interes comun la nivelul UE și se va realiza în două Faze.	
5	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 Republica Moldova	174,25	2021	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.	FID
6	7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)*	530	2025	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: o rută suplimentară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID
7	7.6	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țarmul Mării Negre	9,14	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.	FID
8	7.7	Interconectare România-Serbia	56,21	2021	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
9	7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	26,65	2021	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	FID
10	7.9	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-Siret, 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
11	7.10	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
12	7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
13	7.12	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 mil. România	Faza 1: 2025 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	LA non FID
14	7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, evită situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, permite control distribuit al locațiilor, reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.	LA non FID
15	7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2023	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID
16	7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2024	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T2, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
17	7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
18	7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre	LA non FID
TOTAL			4.120,85 mil. EURO			

- pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport gaze naturale

Valoarea totală estimată a proiectelor FID:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza I)	478,6	2020	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 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	7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	77,7 Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020	Transgaz implementează acest proiect creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale răspunzând totodată cerințelor Comisiei Europene. 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 și se va realiza în două Faze.	FID
3	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 Republica Moldova	174,25	2021	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.	FID
4	7.6	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	9,14	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare offshore ale Mării Negre.	FID
5	7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	26,65	2021	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	FID
TOTAL proiecte FID:			766,34 mil. EURO			



Grafic 25– Efortul investițional Transgaz pentru proiecte FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Valoarea totală estimată a proiectelor A non FID:

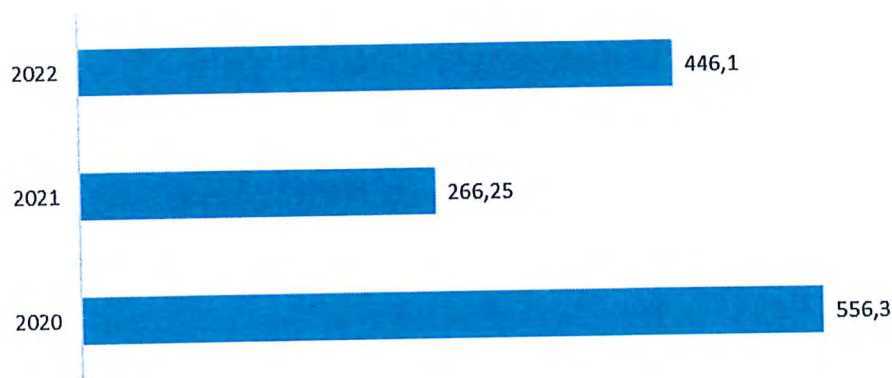
Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	74,5	2022	Asigurarea unei capacități 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	A non FID
2	7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	371,6	2022	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului 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	7.7	Interconectare România-Serbia	56,21	2021	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
TOTAL proiecte A non FID			502,31 mil.EURO			



Grafic 26 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte A non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Valoarea totală estimată a proiectelor FID și A non FID:

Nr. crt.	Statutul proiectelor	Valoarea totală estimată (mil.euro)
1	Proiecte FID	766,34
2	Proiecte A non FID	502,31
TOTAL proiecte FID și A non FID		1.268,65



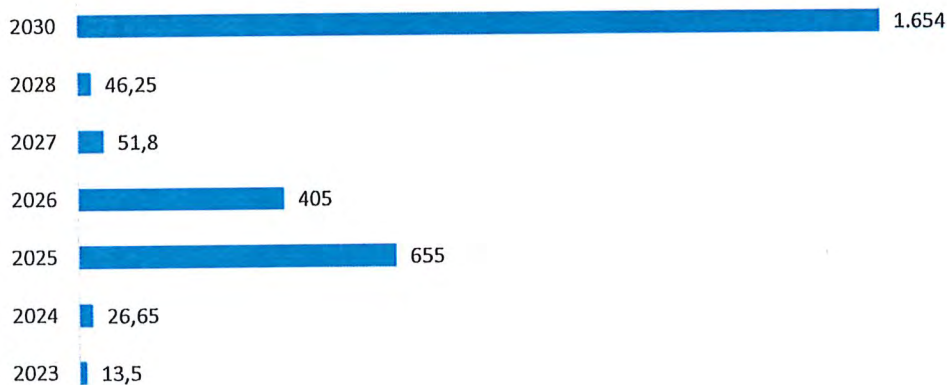
Grafic 27 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte FID și A non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

Pentru perioada 2020-2029, SNTGN Transgaz SA propune și realizarea următoarelor proiecte, proiecte care în prezent sunt într-o fază incipientă (**LA non FID**).

Valoarea totală estimată a proiectelor LA non FID:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III)*	530	2025	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: o rută suplimentară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID
2	7.9	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-Siret, 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
3	7.10	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport gaze naturale din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
4	7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID
5	7.12	Eastring–România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 România	Faza 1: 2025 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	LA non FID
6	7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, evită situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
					și erorile umane, permite control distribuit al locațiilor, reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.	
7	7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2023	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID
8	7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2024	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T2, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
9	7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
10	7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre	LA non FID
TOTAL proiecte LA non FID			2.852,20 mil. Euro			



Grafic 28 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte LA non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

9.3 Planificarea investiției Proiectelor Strategice Transgaz pentru perioada 2020-2029

Denumire proiect	D mm	L km	Valoare estimată actualizată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2019 Mil. Euro	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Statut proiect
Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România– Ungaria–Austria	800	479	478,6	226,72	251,70	0,18									FID
	800	50	74,5	0,24	2	50	22,26								A non FID
Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	1000/1200	308,3	371,6	1,45	9,10	213,60	147,45								A non FID
Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	800	66	77,7	9,5	68,20										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	165,15	174,25	2,67	95,5	76,08									FID
Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria –România– Ungaria–Austria (BRUA Faza III)	800	645*	530		0	0,66	132	132,67	132,67	132					LA non FID

Denumire proiect	D mm	L km	Valoare estimată actualizată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2019 Mil. Euro	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Statut proiect
Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră	500	25	9,14	3,13	6,01	0									FID
Interconectarea România-Serbia	600	85	56,21	0,923	3,843	51,44									A non FID
Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1			26,65	0,82	14,4	11,43									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	0,4	0,1	45	45	34,5					LA non FID
Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României			405	0	0	0,3	80,9	80,9	80,9	80,9	81,1				LA non FID
Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse			51,8	0	0	0	0,35	0,35	0,3	17	17	16,8			LA non FID
Eastring-România			1.654**	0	0	26,2	137,5	267,7	425,4	442,3	4,9	37,8	73,7	117,1	LA non FID
Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale			8	0	0	2,5	3	2,5							LA non FID
Dezvoltarea sistemului SCADA pentru SNT			5,5	0	0,15	0,15	2	3,2							LA non FID
Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2			26,65	0	0	0,4	0,55	12,85	12,85						LA non FID
Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3			26,65	0	0	0	0	0,2	0,45	0,2	11,4	11,4	3		LA non FID

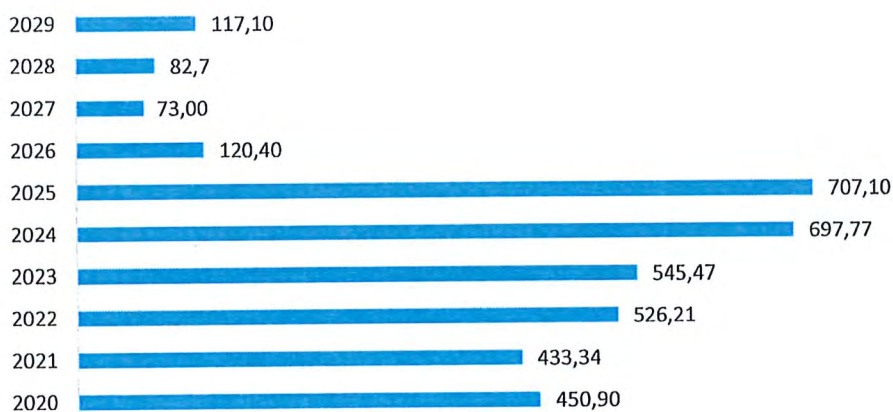
Denumire proiect	D mm	L km	Valoare estimată actualizată (Mil. Euro)	Realizări 2013 - 2019 Mil. Euro	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Statut proiect
Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre			19,6	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,2	6	7	6		LA non FID
TOTAL din care:			4.120,85	245,46	450,90	433,34	526,21	545,47	697,77	707,10	120,40	73,0	82,7	117,10	
TOTAL PROIECTE FID și A non FID			1.268,65	245,46	450,75	402,73	169,71								

- * Pe anumite tronsoane se vor folosi capacitățile existente prin reabilitări ale Sistemului Național de Transport gaze naturale
- **1.654 milioane Euro este valoarea estimată a proiectului cu termen de finalizare în 2030. În tabel este prezentată defalcarea proiectului până în anul 2029 (1.532,6 milioane Euro).

Tabel 14 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2020-2029

Efortul investițional anual al SNTGN Transgaz SA pentru realizarea **tuturor proiectelor** (inclusiv cele cu statut LA non FID) se prezintă astfel:

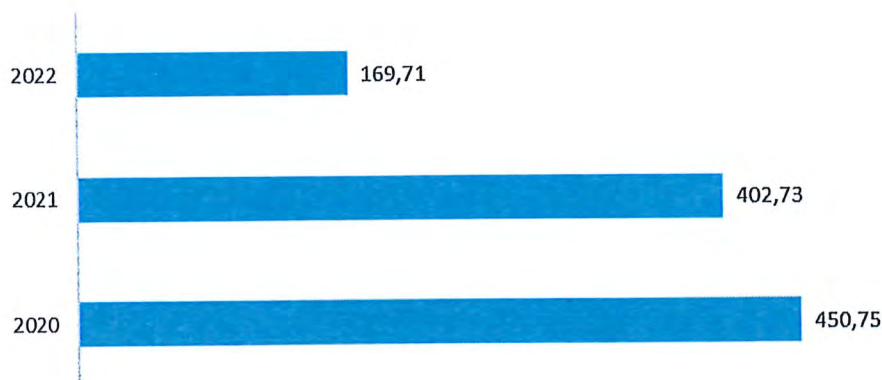
Efort investițional anual (inclusiv proiecte LA non FID)



Grafic 29 -Efort investițional anual (inclusiv proiecte LA non FID)-mil. Euro

Efortul investițional anual al SNTGN Transgaz SA pentru realizarea **proiectelor FID și A non FID**, se prezintă astfel:

Efort investițional anual (proiecte FID și A non FID)



Grafic 30- Efortul investițional anual pentru realizarea 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 interconectări 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;
- impulsionează dezvoltarea producției 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 ENTSOG 2020 (draft) cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2020-2029

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2020	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2020	Denumire proiect TYNDP 2020
1.	7.1.1.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România–Ungaria–Austria - Faza I	TRA-F-358	Development on the Romanian territory of the NTS (BG-RO-HU-AT) - Phase I
2.	7.1.2.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria –România–Ungaria–Austria - Faza II	TRA -A-1322	Development on the Romanian territory of the NTS (BG-RO-HU-AT) - Phase II
3.	7.2.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	TRA-A-362	Development on the Romanian territory of the Southern Transmission Corridor
4.	7.3.	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional gaze naturale și Reverse Flow Isaccea	TRA-F-139	Interconnection of the NTS with the DTS and reverse flow at Isaccea
5.	7.4.	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord –Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei,	TRA-F-357	NTS developments in North-East Romania

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT 2020	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2020	Denumire proiect TYNDP 2020
		precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova		
6.	7.5.	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria– România–Ungaria– Austria (BRUA Faza III)	TRA-N-959	Further enlargement of the BG—RO—HU—AT transmission corridor (BRUA) phase 3
7.	7.6.	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	TRA-F-964	New NTS developments for taking over gas from the Black Sea shore
8.	7.7	Interconectare România-Serbia	TRA-A-1268	Romania-Serbia Interconnection
9.	7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	TRA-F-1277	Upgrading GMS Isaccea 1 and GMS Negru Voda 1
10.	7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești– Siret	TRA-N-596	Interconnection between the RO and the UA gas transmission systems
11.	7.10	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	TRA-N-598	NTS developments in North-East Romania
12.	7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse		
13.	7.12	Eastring–România	TRA-A-655	Eastring - Romania
14.	7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale		
15.	7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale		
16.	7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2		
17.	7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3		
18.	7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre		
19.		Proiect finalizat	TRA-F- 029	Romania-Bulgaria Interconnection (EEPR-2009-INTg-RO-BG)

Tabel 15- Comparație coduri PDSNT 2020 cu TYNDP 2020

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, 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, 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, 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 EEP, 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 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 2020–2029 sunt constituite din:

- surse proprii;
- surse atrase.

Societatea are în vedere asigurarea surselor necesare finanțării proiectelor FID. Valoarea Proiectelor Majore Transgaz pentru perioada 2020-2029, cu statut FID estimată la aprox. 766,34 milioane euro, va fi acoperită în procent de 32% din surse proprii, iar 68%, 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, re tehnologizării și dezvoltării infrastructurii SNT, în vederea obținerii unui mix de finanțare care să asigure cel mai redus cost în finanțarea programului de dezvoltare.

9.7 Scenarii do minimum și do maximum

Având în vedere statutul proiectelor majore acestea au fost grupate în două scenarii "do minimum" (proiecte cu statut FID și A non FID) și "do maxim" (toate proiectele). Aceasta clasificare este necesară în scopul realizării evaluării de mediu.

Varianta 1 – Do minim

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I	FID
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II	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	FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	FID
7.7	Interconectarea România-Serbia	A non FID
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	FID
Înmagazinare		
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze-Bilciurești	FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	A non FID
8.5	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	A non FID

Tabel 16 - Lista proiecte majore – Scenariul de referință ("do minimum")

Varianta 2 – Do maxim

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I	FID
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II	A non FID

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
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	FID
7.5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	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
7.10	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID
7.12	Eastring-România	LA non FID
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID
7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	LA non FID
7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	LA non FID
7.17	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	LA non FID
Înmagazinare		
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 Fălticeni (Moldova)	LA non FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	A non FID
8.5	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	A non FID

Tabel 17 Lista proiecte majore – Scenariul de referință ("do maximum")

10. Planul de modernizare și dezvoltare investiții pentru sistemul național de transport gaze naturale în perioada 2018-2022

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1	MODERNIZAREA ȘI RETEHOLOGIZAREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE					
1.1.	MODERNIZARE INSTALAȚII TEHNOLOGICE AFERENTE SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE (SRM, SCV, PM, NT)					
1.1.1	ADAPTARE LA TEREN A LINIILOR DE MĂSURĂ CE URMEAZĂ A FI INSTALATE PRIN PROGRAMUL SCADA ȘI AUTOMATIZĂRI NODURI TEHNOLOGICE (Anexa 1)					
1.1.2	MODERNIZARE NOD TEHNOLOGIC MEDIȘUL AURIT - etapa 1					
1.1.3	SISTEM DETECTIE GAZ ȘI FUM ÎN HALA TURBOCOMPRESOARE LA STC ȘINCA					
1.1.4	ÎNLOCUIREA STAȚIEI DE MĂSURARE GAZE SMG ISACCEA 1					
1.1.5	INSTALAȚIE MONITORIZARE ȘI OPERARE STAȚIE DE IMPORT GAZE NATURALE MEDIȘUL AURIT					
1.2	SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE (Anexa 2)					
2	DEZVOLTAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT GAZE ȘI INSTALAȚII AFERENTE					
2.1.	CONDUCE DE TRANSPORT GAZE NATURALE					
2.1.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 16" VASLUI - IAȘI (tr. VASLUI - MOGOȘEȘTI) - reîntregire în zona pădurii Bârnova și probe de presiune					
2.1.2	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28 " GANEȘTI - IDRIFAIA - COROI					
2.1.3	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" NEGRU VODĂ - TECHIRGHIOI - ETAPA II (tronson Pecineaga - Techirghiol - revizia 1)					
2.1.4	CONDUCTA DE RACORD Ø 28" SRM SIDEX GALAȚI					
2.1.5	MONTARE GARĂ DE PRIMIRE GODEVIL (PROVIZORIU) DN 800 PE CONDUCTA Ø32" BATANI - ONEȘTI, zona Bogdănești					
2.1.6	SISTEMATIZARE CONDUCE ÎN ZONA NODULUI TEHNOLOGIC MOȘU					
2.1.7	MODERNIZARE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE A MUN. PLOIEȘTI					
2.1.8	MONTARE GARĂ DE PRIMIRE GODEVIL DN 500 PE CONDUCTA ȘENDRENI - ALBEȘTI					
2.1.9	REFACEREA SUBTRAVERSĂRII PÂRĂULUI VULCANIȚA CU CONDUCELE Ø28" PALTIN - VARF DIHAM SI Ø20" STC ȘINCA - STĂLP 89, punctele 1,2,3 și 4 Vulcanița- lucrări de consolidare mal					
2.1.10	REABILITARE CONDUCTA Ø20" HUREZANI - HATEG, JUD. HUNEDOARA: SUBTRAVERSARE DN 66					
2.1.11	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 20" PLĂTĂREȘTI - BĂLĂCEANCA					
2.1.12	PUNEREA ÎN SIGURANȚA A CONDUCEI Ø32" ȘENDRENI - SILIȘTEA - BUCUREȘTI, zona Scortaru Vechi - Comaneasca					
2.1.13	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCEI DN 700, PLATOU IZVOR SINAIA - FILIPEȘTI, zona Talea - Breaza (et.II).					
2.1.14	MONTARE GĂRI DE PRIMIRE/LANSARE GODEVIL LA POSADA PENTRU CONDUCELE Ø20" STALP 89 - POSADA ȘI Ø20" POSADA - MOȘU					
2.1.15	REABILITARE CONDUCTA Ø20" HUREZANI - HAȚEG, JUD. GORJ ȘI HUNEDOARA: LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII (ÎMPREJMUIRI LA ROBINETE, LA CUPLĂRI RACORDURI ȘI LA DESCARCATOARE DE					

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
	PRESIUNE)					
2.1.16	PUNEREA ÎN SIGURANȚA A TRAVERSĂRII AERIENE A RÂULUI TARNAVA MICĂ CU CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 700 BAHNEA - IDRIFAIA, zona Bahnea					
2.1.17	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 24" MASLOC - RECAȘ - ETAPA I, (partea II - zona prin fond forestier.)					
2.1.18	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE A 28 ² MOȘU - BUCIUMENI					
2.1.19	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 10" CÂMPULUNG MOLDOVENESC - VATRA DORNEI (tr. Pojorata - Vatra Dornei)					
2.1.20	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø20" CRAIOVA - SEGARCEA - BĂILEȘTI - CALAFAT, et. I, tr. Craiova - Segarcea					
2.1.21	SUBTRAVERSARE RAU OLT CU CONDUCTA Ø 12" DRĂGĂȘANI - CARACAL (racord alimentare cu gaze a mun. Caracal)					
2.1.22	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 32" CREVEDIA - PODIȘOR					
2.1.23	DEVIERE CONDUCTA Ø12" MOINEȘTI - DĂRMANEȘTI, zona Dărmăneasca					
2.1.24	REFACERE TRAVERSARERAU ARGES CU CONDUCTA DN 500 SCHITU GOLEȘTI - ȚIGVENI, zona Valea Danului, et. I și et.II					
2.1.25	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ TRAVERSARE AERIANĂ PÂRĂU VEȚCA CU CONDUCTA DN 600 COROI - BORDOȘIU, zona Bordoșiu					
2.1.26	DEVIERE CONDUCTA TISAUȚI - BUCECEA, zona Salcea					
2.1.27	APĂRARE MAL PE CONDUCTELE Ø 20" BOTORCA - ARAD ȘI COROI - MASLOC, zona Zeicani					
2.1.28	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 12" MINTIA - BRAD - STEI, et. I MINTIA - BRAD					
2.1.29	PUNERE ÎN SIGURANȚĂ TRAVERSARE AERIANA PÂRĂU IAZUL PE CONDUCTA DN 500 ROTBAV-ȘINCA, DN 600 ȘI DN 700 BĂRCUȚ - ȘINCA, în zona Toderița					
2.1.30	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø12 " Agârbicui - SIBIU, în zona Șeica Mare					
2.1.31	PUNERE ÎN SIGURANȚĂ SUBTRAVERSAREA PÂRĂU BOGDANA CU CONDUCTA DN 800 ONEȘTI- HAN DOMNEȘTI, în zona Bogdana					
2.1.32	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ CONDUCTA TRANZIT 3, în zona Ceamurlia					
2.1.33	RACORD LA SRM COMANEȘTI 2 ȘI SUBTRAVERSARE STR. CRINULUI CU CONDUCTA DN 200					
2.1.34	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ TRANZIT 1, în zona Camena					
2.1.35	INTERCONECTAREA STAȚIEI DE COMPRIARE JUPA LA SISTEMUL NAȚIONAL DE TRANSPORT					
2.1.36	PROTECȚIA CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE Ø 10" TÂRGU OCNA - SLĂNIC MOLDOVA, zona Cerdac, jud. Bacău					
2.1.37	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE DE INTERCONECTARE ÎNTRE Ø 10" TELINE - SIGHIȘOARA ȘI Ø 28" COROI - BĂRCUȚ					
2.1.38	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTELOR DN 200 OCNA MUREȘ - AIUD ȘI DN 250 OCNA MUREȘ - AIUD, zona Mirăslău					
2.1.39	LUCRĂRI DE PUNERE ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTELOR DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 500 MĂNEȘTI - BRAZI FIR I SI II, în zona Stăncești					

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
2.1.40	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 500 SĂRMĂȘEL - BAIJA MARE - SATU MARE , zona Sucutard					
2.1.41	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DE INTERCONECTARE RACORD SRM BROȘTENI LA SNT					
2.1.42	REDIMENSIONARE RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM FORD CRAIOVA					
2.1.43	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DN 350 LUNA - AIUD, DN 250 LUNA - OCNA MUREȘ (FIR I) ȘI DN 250 LUNA - OCNA MUREȘ (FIR II) , zona Razboieni					
2.1.44	PUNERE SIGURANȚĂ COND. TGN DN 200 CORNATEL - AVRIG , zona Cornatel - Sacadate					
2.1.45	PUNERE ÎN SIGURANȚĂ CONDUCTA DN 500 MEDIEȘU AURIT - ABRAMUT , zona Culciu Mare					
2.1.46	REFACERE SUBTRAVERSARE RĂU STREI CU CONDUCTELE VEST2 SI VEST 3 , zona Totia					
2.1.47	IMPREJMUIRE GRUP ROBINETE PE CONDUCTA MOGOSESTI - LETCANI ȘI IMPREJMUIRE GRUP ROBINETE PE CONDUCTA VASLUI - IASI					
2.1.48	SUBTRAVERSARE RAU DAMBOVITA CU CONDUCTA INEL BUCURESTI , zona Balaceanca					
2.1.49	PUNEREA IN SIGURANTA A CONDUCTEI Ø 8" RACORD PM ALAMOR , în zona Alamor					
2.1.50	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE DN 700 GANESTI - IDRIFAIA - COROI , lucrari ramas de executat in NT Coroi					
2.1.51	LUCRARI DE PUNERE IN SIGURANTA A TRAVERDARII AERIENE RAU VALEA SERPILOR CU CONDUCTELE DN 600, DN 700 SINCA-PALTIN SI DN 500 STC SINCA-STALP 89 , zona Sinca Noua					
2.1.52	CONDUCTA TRANSPORT GAZE NATURALE TECHIRGHIOI - OVIDIU					
2.1.53	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE NADES - SIGHISOARA					
2.2.	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE TRANSPORT A SNT					
2.2.1	DEZVOLTARI 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					
2.2.1.1	CONDUCTA DE TRANSP. GAZE Ø 28" ONEȘTI - GHERĂIEȘTI - LETCANI					
2.2.1.2	STATII DE COMPRIMARE ONESTI SI GHERAIESTI , AUTOMATIZARE SI SECURIZARE CONDUCTA					
2.2.1.3	ACHIZIȚIE GRUPURI DE COMPRIMARE					
2.2.1.4	LUCRĂRI ARHEOLOGICE					
2.2.2	DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA - ROMÂNIA - UNGARIA - AUSTRIA, FAZA I (BRUA-Faza I)					
2.2.2.1	LUCRĂRI DE EXECUȚIE CONDUCTĂ (Faza I)					
2.2.2.2	LUCRĂRI DE EXECUȚIE STAȚII DE COMPRIMARE (Podișor, Bibești, Jupa)					
2.2.2.3	LUCRĂRI DE AUTOMATIZARE ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ					

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
2.2.2.4	ACHIZIȚIE GRUPURI DE COMPRIMARE CENTRIFUGALE ACȚIONATE CU TURBINE PE GAZE					
2.2.2.5	SEVICII DE IDENTIFICARE ȘI CARTARE A ZONELOR SENSIBILE DIN PUNCT DE VEDERE AL BIODIVERSITĂȚII ÎN ETAPELE DE PRE-CONSTRUCȚIE, EXECUȚIE ȘI POST-CONSTRUCȚIE A PROIECTELOR TRANSGAZ					
2.2.2.6	SERVICII DE SUPRAVEGHERE ARHEOLOGICE					
2.2.2.7	LUCRĂRI DE SĂPĂTURĂ PENTRU DIAGNOSTIC ARHEOLOGIC INTRUZIV					
2.2.2.8	LUCRĂRI DE SĂPĂTURĂ PENTRU CERCETARE ARHEOLOGICA PREVENTIVĂ					
2.2.2.9	SERVICIUL DE AUDIT FINANCIAR A PROIECTULUI BRUA FAZA I					
2.2.2.10	SERVICII CU ADMINISTRATIA NATIONALA DE METEOROLOGIE					
2.2.2.11	CHELTUIELI DE REINSTALARE A VEGETATIEI FORESTIERE					
2.2.2.12	SERVICII PUNERE IN VALOARE MASA LEMNOASA					
2.2.3	DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A CORIDORULUI SUDIC DE TRANSPORT PENTRU PRELUAREA GAZELOR NATURALE DE LA ȚĂRMUL MĂRII NEGRE (Țărmul Mării Negre - Podișor)					
2.2.3.1	LUCRARI ARHEOLOGICE					
2.2.4	INTERCONECTAREA SNT CU CONDUCTA DE TRANSPORT INTERNAȚIONAL GAZE NATURALE T1 ȘI REVERSE FLOW ISACCEA					
2.2.4.1	CONSTRUCȚII					
2.2.4.2	INSTALAȚII ELECTRICE ȘI AUTOMATIZĂRI					
2.2.4.3	SISTEM INTEGRAT DE MONITORIZARE OBIECTIV					
2.2.5	NOI DEZVOLTĂRI ALE SNT ÎN SCOPUL PRELUĂRII GAZELOR DE LA ȚĂRMUL MĂRII NEGRE (Vadu -T1)					
2.2.5.1	LUCRARI ARHEOLOGICE					
2.2.6	CONSOLIDAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT IN ROMANIA, INTRE ONESTI-ISACCEA SI INVERSAREA FLUXULUI LA ISACCEA - FAZA 2 (INTERCONECTAREA SISTEMULUI NATIONAL DE TRANSPORT CU SISTEMUL INTERNATIONAL SI REVERSE FLOW LA ISACCEA) - FAZA 2 MODERNIZAREA SCG ONESTI SI MODERNIZAREA SCG SILISTEA					
2.2.7	INTERCONECTAREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE DIN ROMÂNIA CU SISTEMUL SIMILAR DE TRANSPORT GAZE NATURALE DIN SERBIA" (INCLUSIV ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ, PROTECȚIE CATODICĂ ȘI FIBRĂ OPTICĂ)					
2.2.7.1	LUCRARI ARHEOLOGICE					
2.2.8	INTERCONECTAREA SNT CU SISTEMUL DE TRANSPORT INTERNATIONAL SI REVERSE FLOW LA ISACCEA - ETAPA 2 - LUCRARI IN NT SENDRENI - EXISTENT					
2.2.8.1	CONSTRUCȚII					
2.2.8.2	INSTALAȚII ELECTRICE ȘI AUTOMATIZĂRI					
2.3	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE (Anexa 3)					
2.4	STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ (Anexa 4)					

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
2.5	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU INSTALAȚII DE ODORIZARE (Anexa 5)					
2.6	LUCRĂRI LA CONDUCTELE DE TRANSPORT GAZE NATURALE AFLATE ÎN EXPLOATARE SITUATE ÎN ZONE DE RISC INCIDENT (Anexa 6)					
3	INSTALAȚII ȘI REȚELE ELECTRICE					
4	ACHIZIȚI TERENURI					
5	LUCRĂRI DE ACCES LA SNT					
6	DEZVOLTAREA SNT CONFORM LEGII 123/2012 (ACTUALIZATA), ART.130, AL. E ¹ ȘI E ²					
6.1	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE TG. NEAMT - BALTASESTI, JUD. NEAMT					
6.2	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DETA - MORAVITA, JUD. TIMIS					
6.3	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE VERNESTI - MARACINENI - POSTA CALNAU, JUDETUL BUZAU, ETAPA I = VERNESTI-MARACINENI					
6.4	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE VERNESTI - MARACINENI - POSTA CALNAU, JUDETUL BUZAU, ETAPA II = MARACINENI - POSTA CALNAU					
6.5	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE SIGHETUL MARMATIEI - BORSA					
6.6	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE MOROIENI - PADINA					
	* Potențiale proiecte de investiții în SNT, funcție de solicitări, de rezultatele Studiilor tehnico-economice și de finalizarea proiectelor tehnice					

PMDI – Anexa 1 - ADAPTARE LA TEREN A LINIILOR DE MĂSURĂ CE URMEAZĂ A FI INSTALATE PRIN PROGRAMUL SCADA ȘI AUTOMATIZĂRI NODURI TEHNOLOGICE

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Nod tehnologic Racova					
2.	Nod tehnologic Dragașani					
3.	Nod tehnologic Băcia					
4.	Nod tehnologic Recaș					
5.	Nod tehnologic Moisca - automatizări					
6.	Nod tehnologic Feliceni - automatizări					
7.	Nod tehnologic Lazarești - automatizări					
8.	Relocare gazcromatograf de proces tip ABBNGC8206 din locația SMIR Mănești în NT Mănești și adăugarea unui flux suplimentar					
9.	Modernizare Nod tehnologic Bogata III - alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere obiectiv					
10.	Nod Tehnologic Gherăești - Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare, automatizare și supraveghere					
11.	Modernizare NT Schitu Golești - montare gara godevil					

PMDI – Anexa 2 – SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1	SISTEM SCADA					
1.1	Integrare SRM in Sistemul SCADA					
1.2	Suplimentare licenta Scada HIGH-LEIT pentru terminal server					
1.3	Implementare solutie industrială de transmitere și monitorizare valorilor zilnice a parametrilor tehnologici					
1.4	Software pentru monitorizarea rețelei de comunicații industriale					
1.5	Echipamente de comunicații și securitate industrială aferente Sistemului SCADA					
2.	IMPREJMUIRI LA ROBINETI S.C.A.D.A. ȘI NODURI TEHNOLOGICE					
2.1	Robineți S.C.A.D.A.					
2.1.1	Robinet R6 + R43 Lutita					
2.1.2	Robinet R53 Sarmisegetusa					
2.2	Noduri tehnologice					
2.2.1	Felceni					

PMDI – Anexa 3 – LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1.	S.R.M. Isalnița					
2.	SRM - Lot 3	Reziliat				
3.	Relocarea, redimensionarea și adaptarea la teren a instalației tehnologice de la SRM Supercom Afumați la SRM Dragomirești					
4.	Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I.					
5.	Modernizare SRM Nadrag					
6.	Modernizare SRM Chisineu Cris					
7.	SRM Clinceni - Eficientizarea sistemului de măsură prin completarea instalației tehnologice cu elemente/echipamente corespunzătoare					
8.	SRM DEJ II					
9.	Modernizare și adaptare la teren SRM Suceava					
10.	Adaptare le teren:					
10.1	S.R.M. Falticeni					
10.2	S.R.M. Izvin					
11.	Modernizarea sistemului de măsurare a debitelor de gaze naturale la SMG Isaccea Tranzit 3 și SMG Negru Voda Tranzit 3					
12.	Conectarea sistemelor electronice de măsurare comercială cu diafragma la gazcromatografele de proces					
13.	Modernizare, relocare SRM Bistrita și racordare la SNT					
14.	Modernizare și înlocuire instalații tehnologice în cadrul SRM Miercurea Ciuc					
15.	Instalație filtrare/separare la SRM SIDEX Galati					
16.	Relocare și adaptare la teren a instalației tehnologice SRM Poroterom Oraștie pe locația SRM Baru					
17.	Modernizare SRM Gănești					

PMDI – Anexa 4 – STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Stație de protecție catodică Marsa					
2.	Stație de protecție catodică Sibiu 2					
3.	Stație de protecție catodică în zona PM Ilimbav					
4.	Stație de protecție catodică Vădeni, jud. Gorj					
5.	Stație de protecție catodică Bogatu Român					
6.	Protecție catodică pe conducta Coroi - Mașloc, zona Craciunelul de Jos - SPC Craciunelul 2					
7.	Instalație de alimentare cu energie electrică la SPC Gearmata Vii					
8.	Protecția catodică a conductei de transport gaze naturale DN250 Punct B - Victoria 1 (SPC Ucea și SPC Veseud)					





PMDI – Anexa 5 – LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU INSTALAȚII DE ODORIZARE

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Adaptare la teren a instalațiilor de odorizare					

PMDI – Anexa 6 – LUCRĂRI LA CONDUCTELE DE TRANSPORT GAZE NATURALE AFLATE ÎN EXPLOATARE SITUATE ÎN ZONE DE RISC INCIDENT

Nr.crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2018	2019	2020	2021	2022
1.	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE Ø 10 ² SRM BREAZA					
2.	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø8 ² CORNATEL - AVRIG, zona Avrig					
3.	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM RĂCĂCIUNI, zona popas turistic Dumbrava					
4.	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM BRĂILA, zona Ferma Agricolă					
5.	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø8" OCNA MUREȘ - AIUD, zona Decea					
6.	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE Ø20" HATEG - DEALUL BABII - PAROȘENI, zona Dealul Babii, jud. Hunedoara					
7.	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø 10" FRASIN - SPĂTĂREȘTI în zona Spătărești					

Notă: Programul de modernizare și dezvoltare investiții pentru anul 2020 prezentat a fost aprobat în HCA nr. 1 din 18 ianuarie 2019.

-  Lucrări care au fost finalizate în anii 2018 sau 2019.
-  Lucrări care nu au fost finalizate în anul estimat inițial și se continuă.
-  Lucrări în continuare conform estimării inițiale.
-  Lucrări reziliate sau trecute din nou în proiectare.

În cadrul PMDI pentru anul 2020 și a estimărilor pentru perioada 2021-2022 au fost cuprinse investiții în dezvoltări ale SNT în conformitate cu prevederile Legii 123/2012, investiții care să asigure extinderea Sistemului Național de Transport în zone cu sisteme de distribuție nou înființate. Conform art. 151 din legea 123/2012 operatorul de transport are obligația de a finanța lucrările de extindere în condiții de eficiență economică. Conform art. 130 alin e1 și e2, operatorul de transport are obligația de a extinde SNT pentru alimentarea stațiilor turistice de interes național și local aflate la o distanță de maxim 25 km de punctul de racordare la SNT. Valorile estimate pentru dezvoltarea rețelei de transport pe teritoriul României sunt cuprinse în PMDI la capitolul 6 **DEZVOLTAREA SNT CONFORM LEGII 123/2012 (ACTUALIZATA), ART.130, AL. E¹ SI E², astfel:**

- mii lei -

	BVC 2020	Estimat 2021	Estimat 2022
Dezvoltare SNT conform legii 123/2012	350.000	400.000	400.000

Sumele cuprinse în Planul de Dezvoltare a SNT 2020-2029 privind extinderea, dezvoltarea SNT asigură posibilitatea racordării la SNT a localităților din România, în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 și cele ale Ordinului ANRE nr. 82/2017.

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

Sectorul energetic poate deveni un veritabil "**motor de creștere economică**".

Prin resursele sale semnificative și prin oportunitățile oferite de poziționarea geografică, România își poate asigura un grad ridicat de securitate energetică și integrare regională. Interconectarea transfrontalieră a rețelelor este astăzi, o prioritate în politica energetică a României.

Orice scenariu de dezvoltare a producției de gaze naturale 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, 2020-2029, Transgaz** dorește să devină un important 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 descoperite în Marea Neagră este fără îndoială major pentru siguranța energetică a României, pentru consolidarea poziției României ca un important jucător în UE ca producător și exportator de energie, pentru includerea țării în trasele majore de transport gaze naturale ale Europei și pentru creșterea bunăstării economice a țării în deceniile următoare.

La orizontul anului 2029, cu interconexiunile necesare, România va avea mai multe opțiuni de import de gaze naturale:

- prin intermediul terminalelor regionale de gaz natural lichefiat (GNL) din Grecia, Croația și Polonia piața românească va putea achiziționa gaze din Bazinul Levantin (Mediterranean de Est);
- prin interconexiunea Bulgaria–România va putea fi importat gaz caspic din Coridorul Sudic de Gaz.

Conștient de această responsabilitate, managementul companiei Transgaz continuă 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. 4,12 miliarde euro (din care 1,27 miliarde euro pentru proiecte FID și A non FID), proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor noi culoare de transport gaze naturale esențiale pentru transportul, atât pe piața autohtonă cât și pe piețele din regiune, a cantităților de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, dar și pentru integrarea României în 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, este 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 investiții, nu numai că va asigura valorificarea unor resurse economice esențiale pentru bunăstarea României, 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



Definiții și abrevieri

ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
CE	Comisia Europeană
CEF-Energie	Conecting 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-România-Ungaria
BRUA	Conducta Bulgaria–România–Ungaria–Austria
SNTGN	Societatea Națională de Transport Gaze Naturale
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANRM	Agencia 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 Automata a Datelor
BG	Bulgaria
UA	Ucraina
HU	Ungaria
RO	România
DN	Diametru Nominal
L	Lungime
Pn	Presiune nominală

Listă figuri, grafice și tabele

Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA.....	11
Figura 2- Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	13
Figura 3 - Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT.....	16
Figura 4 - Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România.....	17
Figura 5 - Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine	19
Figura 6 - Culoarele de transport gaze naturale din SNT.....	38
Figura 7 - Harta proiectelor majore din SNT	42
Figura 8 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei.....	43
Figura 9 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I.....	44
Figura 10 – Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II.....	48
Figura 11 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru preluarea gazelor de la țărmul Mării Negre prin extinderea	51
Figura 12 - Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport internațional	54
Figura 13 - Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României.....	57
Figura 14- Dezvoltare BRUA -Faza III.....	59
Figura 15 - Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră.....	61
Figura 16 - Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaş-Mokrin	64
Figura 17 - Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	66
Figura 18 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România	69
Figura 19- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale.....	71
Figura 20- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării.....	74
Figura 21- Eastring.....	75
Figura 22 - Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	82
Figura 23- Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T384	86
Figura 24 - Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.....	86
Figura 25 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depogaz.....	87
Figura 26 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale - Depomureș	93
Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane.....	7
Grafic 2 -Pondere consumului de gaze SNT în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2010-2019.....	7
Grafic 3- Structura veniturilor din exploatare.....	9
Grafic 4 - Structura actuală a acționariatului Transgaz.....	10
Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2008-2019 (GWh).....	24
Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2008-2019	24
Grafic 7 – Structura mixului energiei primare în 2017 și 2030.....	26
Grafic 8 – Cererea de energie finală pe sectoare de activitate în 2017 și 2030	27
Grafic 9 – Consumul de gaze naturale în perioada 2000-2050 conform	27
Grafic 10 – Prognoza consumului intern de gaze naturale în perioada 2020-2030.....	27
Grafic 11 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2008-2019 (mld mc/an).....	28
Grafic 12 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2008-2019.....	28
Grafic 13 – Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000-2050 conform	29
Grafic 14– Prognoza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2020-2030.....	29
Grafic 15– Prognoza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2020-2030.....	30
Grafic 16– Prognoza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2020-2030.....	30
Grafic 17 – Prognoza producției de gaze naturale Exxon Mobil în perioada 2020-2030.....	30
Grafic 18– Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2000-2030 conform	30
Grafic 19– Capacități rezervate în perioada 2009-2019.....	32
Grafic 20- Statut Proiecte Majore de înmagazinare.....	96

Grafic 21 - Costul Proiectelor Majore de înmagazinare (mil. EURO).....	96
Grafic 22- Efortul investițional - funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)	97
Grafic 23 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz	98
Grafic 24-Costul proiectelor majore (mil.Euro).....	100
Grafic 25– Efortul investițional Transgaz pentru proiecte FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)	104
Grafic 26 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte A non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	105
Grafic 27 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte FID și A non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	105
Grafic 28 - Efortul investițional Transgaz pentru proiecte LA non FID în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	107
Grafic 29 -Efort investițional anual (inclusiv proiecte LA non FID)-mil. Euro.....	110
Grafic 30- Efortul investițional anual pentru realizarea proiectelor cu statut FID și A non FID -mil. Euro.....	110

Tabel 1- Cantitățile de gaze naturale transportate, consumul de gaze SNT și ponderea acestuia în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2019	6
Tabel 2- Previziuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale) și consum de gaze SNT în perioada 2020 -2029.....	7
Tabel 3– Acționariatul Transgaz.....	9
Tabel 4 – Componentele SNT la 31. 12. 2019	12
Tabel 5 – Analiza stării tehnice	13
Tabel 6 – Întreruperi planificate și neplanificate	15
Tabel 7 - PEAK și consum maxim 14 zile	25
Tabel 8–Evoluția parcului de capacități producție energie electrică.....	25
Tabel 9- Capacitatea depozitelor de înmagazinare	32
Tabel 10 - Punctele de import gaze naturale	37
Tabel 11 – Prognoze valoare N-1 pe 10 ani.....	38
Tabel 12 – Statutul Proiectelor Majore pentru perioada 2020-2029	98
Tabel 13 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season	99
Tabel 14 - Planificare Proiecte Majore pentru perioada 2020-2029	110
Tabel 15- Comparație coduri PDSNT 2020 cu TYNDP 2020.....	112
Tabel 16 - Lista proiecte majore – Scenariul de referință (" do minimum").....	116
Tabel 17 Lista proiecte majore – Scenariul de referință (" do maximum").....	117