

SNTGN TRANSGAZ SA

PLANUL DE DEZVOLTARE AL SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE 2026-2035



CUPRINS

1. INTRODUCERE.....	4
1.1 <i>Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2024-2033, actualizat 2025.....</i>	6
2. PROFILUL COMPANIEI.....	8
2.1 <i>Activitatea societății.....</i>	8
2.2 <i>Accionariat.....</i>	9
2.3 <i>Organizare și conducere.....</i>	9
3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE.....	11
4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE.....	13
4.1 <i>Piața gazelor naturale din România.....</i>	13
4.2 <i>Piața gazelor naturale din regiune și posibilități de aprovizionare cu gaze naturale.....</i>	15
4.3 <i>Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale.....</i>	26
5. CONSUMUL, PRODUCȚIA ȘI ÎNMAGAZINAREA GAZELOR NATURALE.....	29
5.1 <i>Consumul de gaze naturale.....</i>	29
5.1.1 <i>Istoric consum gaze naturale 2016-2025.....</i>	29
5.1.2 <i>Consumul sezonier și vârful de consum.....</i>	29
5.1.3 <i>Proгноze consum gaze naturale.....</i>	30
5.2 <i>Producția de gaze naturale.....</i>	31
5.2.1 <i>Istoric producție gaze naturale 2016-2025.....</i>	31
5.2.2 <i>Proгноza producției interne de gaze naturale 2026-2035.....</i>	31
5.3. <i>Înmagazinarea subterană a gazelor naturale.....</i>	33
5.3.1 <i>Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale.....</i>	33
6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE.....	36
7. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT (SNT) GAZE NATURALE	40
7.1 <i>Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă.....</i>	42
7.2 <i>Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României.....</i>	44
7.3 <i>Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical.....</i>	46
7.4 <i>Interconectarea România-Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia.....</i>	47
7.5 <i>Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României.....</i>	48
7.6 <i>Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse.....</i>	50
7.7 <i>Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret.....</i>	51
7.8 <i>Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova.....</i>	52
7.9 <i>Eastring-România.....</i>	53
7.10 <i>Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale.....</i>	55
7.11 <i>Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale.....</i>	56

7.12 Modernizare SMG Negru Voda 1	58
7.13 Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	59
7.14 Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	61
7.15 Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	62
7.16 Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	63
7.17 Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	64
7.18 Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	65
7.19 Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	66
7.20 Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	67
7.21 Stație de Comprimare Hațeg	68
7.22 Stație de Comprimare Isaccea	70
8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SNT CARE CONTRIBUIE LA SUSȚINEREA SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE	71
I. DEPOGAZ PLOIEȘTI-PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE	71
8.1 Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești	72
8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	73
8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	74
8.4 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	76
8.5 Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca	78
II. DEPOMUREȘ TÂRGU-MUREȘ-PROIECT MAJOR DE ÎNMAGAZINARE	79
8.6. Unitate de stocare–Depomureș	79
9. DIRECȚII DE DEZVOLTARE PENTRU TRANSPORTUL HIDROGENULUI	81
9.1 Piața de hidrogen din România	81
9.2 Producția de hidrogen din România	82
9.3 Consumul de hidrogen din România	82
9.4 Estimarea consumului de hidrogen	83
9.5 Proiecte Transgaz pentru transportul hidrogenului	84
9.5.1 Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	85
9.5.1.1 Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	85
9.5.1.2 Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	86
9.5.1.3 Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	87
9.5.1.4 Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	88
9.5.1.5 Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	89
9.5.1.6 Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	90
9.5.1.7 Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	91
9.5.1.8 Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	92
9.5.2 Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului	93
9.5.2.1 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	93
9.5.2.2 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră – Podișor	94
10. ANALIZA PROIECTELOR MAJORE	96
I. Analiza proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale	96
10.1.1. Statutul Proiectelor	96
10.1.2 Costul Proiectelor	98
10.1.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul gazelor naturale în perioada 2026-2035	107
10.1.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul gazelor naturale	108
II. Analiza proiectelor majore de înmagazinare	109

10.II.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):.....	109
10.II.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare.....	109
10.II.3 Planificarea realizării proiectelor de înmagazinare în perioada 2026-2035	111
III. Analiza proiectelor majore pentru transportul hidrogenului	111
10.III.1 Statutul Proiectelor.....	111
10.III.2 Costul Proiectelor pentru transportul hidrogenului.....	112
10.III.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul hidrogenului în perioada 2026-2035.....	114
10.III.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul hidrogenului.....	114
10.1. Comparatie TYNDP ENTSOE 2024 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2026-2035	115
11. MODALITĂȚI DE FINANȚARE	117
12. SCENARIII DO MINIM ȘI DO MAXIM	117
13. PLANUL DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE INVESTIȚII PENTRU PERIOADA 2025-2027 ...	121
14. CONCLUZII.....	132
Definiții și abrevieri	134

1. INTRODUCERE

În conformitate cu prevederile articolului 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, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2026-2035 (PDSNT 2026-2035)**.

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

Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2026-2035 elaborat în conformitate cu prevederile **Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale** cu modificările și completările ulterioare, cu obiectivele naționale propuse prin Strategia Energetică Națională 2025-2035 cu perspectiva anului 2050, prin Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC) actualizat, prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) și prin Strategia Națională a Hidrogenului 2023 - 2030 (SNH), răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale cu 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 gaze naturale, conform reglementărilor specifice, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- asigurarea alimentării cu gaze naturale a localităților din România;
- asigurarea racordării la rețeaua de gaze naturale a noilor investiții generatoare de locuri de muncă;
- dezvoltarea sistemului de transport astfel încât acesta să fie compatibil cu amestecul treptat de hidrogen în gazele naturale, conform țințelor europene, în baza unor analize detaliate care să includă aspectele tehnice și economice relevante;
- elaborarea strategiei societății pentru cuplarea ecosistemelor de hidrogen și a centrelor industriale cu sistemul integrat de transport pe conducte al hidrogenului la nivelul UE (Hydrogen Backbone);
- asigurarea unei tranziții etapizate către o activitate neutră din punct de vedere climatic și consolidarea rezilienței la schimbările climatice;
- îndeplinirea cerințelor și reglementărilor naționale și internaționale (privind clima)/Planul Național Integrat de Energie și Schimbări Climatice.

Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2026-2035:

- (a) prezintă proiectele majore de dezvoltare ale sistemului de transport gaze naturale în următorii zece ani;
- (b) definește investițiile estimate în sistemul de transport gaze naturale pentru următorii trei ani (PMDI 2026-2028).

La elaborarea **PDSNT 2026-2035** Transgaz a avut în vedere și a analizat atât situația existentă precum și viitorul previzionat pentru cererea și producția de gaze naturale. S-a analizat evoluția producției, furnizării, importului și exportului de gaze naturale, ținând seama de dezvoltarea sistemelor de transport și distribuție, de dezvoltarea planificată a capacităților și instalațiilor de stocare a gazelor și de previziunile privind utilizarea hidrogenului în industrie și transport.

Transgaz este membru al ENTSO-G (Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport gaze naturale), iar la elaborarea Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2026–2035 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.

Pentru dezvoltarea durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, prin **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale pe următorii 10 ani**, Transgaz propune un amplu program investițional care să permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare europene urmărind totodată și conformitatea acestora cu cerințele reglementărilor europene în domeniul protecției mediului și a reducerii amprente de carbon.

În acest sens Transgaz urmărește:

- promovarea unor proiecte de investiții care contribuie la realizarea unui sistem durabil de transport gaze naturale în condițiile 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 antropic să fie minim;
- realizarea proiectelor astfel încât impactul asupra biodiversității să fie minim;
- realizarea proiectelor de investiții necesare pentru adaptarea și conectarea sistemului național de transport gaze naturale la rețeaua europeană Hydrogen Backbone.

Conform prevederilor legale, PDSNT 2026-2035 se supune aprobării Autorității Naționale pentru Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Prezentul document reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare al SNT 2024-2033, actualizat 2025, aprobat de ANRE prin Decizia nr.2310/04.11.2025.

1.1 Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2024-2033, actualizat 2025

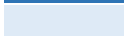
- actualizarea Listei Proiectelor Majore din capitolul 1 ca urmare a finalizării unor lucrări sau a introducerii unor proiecte noi;
- actualizarea capitolelor nr. 2, 3, 4, 5 și 6 cu datele de la finalul anului 2025;
- actualizarea proiectelor majore din capitolul 7;
- actualizarea proiectelor de înmagazinare din capitolul 8;
- actualizarea capitolului 10 - Analiza proiectelor majore;
- actualizarea capitolului 11 – Modalități de finanțare;
- actualizarea capitolului 12 – Scenarii Do minim și Do maxim;
- actualizarea capitolului 13 - Planul de modernizare și dezvoltare investiții 2026-2028;
- actualizarea capitolului 14 – Concluzii.

Lista Proiectelor Majore

Nr. proiect	Denumire proiect	Status
	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – Faza I	FINALIZAT
	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria – Faza II	S-a înlocuit cu proiectele 7.1,7.2- 2025
7.1	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	
7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României	
7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical	Redenumit (fost BRUA faza III) -2025
	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	FINALIZAT
	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	FINALIZAT
	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	FINALIZAT
7.4	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică. Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare; Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare	
7.5	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	
7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	

Nr. proiect	Denumire proiect	Status
7.7	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret	PROIECT NOU
7.8	Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova	PROIECT NOU
7.9	Eastring-România	
7.10	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	
7.11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	
	Dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	FINALIZAT
	Modernizare SMG Isaccea 1	FINALIZAT
	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret	S-a eliminat 2022
7.12	Modernizare SMG Negru Vodă 1	PROIECT NOU
7.13	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	
7.14	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	
7.15	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	
7.16	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	
7.17	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	PROIECT NOU
7.18	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	PROIECT NOU
7.19	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	PROIECT NOU
7.20	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	PROIECT NOU
7.21	Stație de Comprimare Hațeg	PROIECT NOU
7.22	Stație de Comprimare Isaccea	PROIECT NOU
9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	
9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	
9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	
9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	

Proiect introdus în:

	PDSNT 2014-2023		PDSNT 2020-2029
	PDSNT 2017-2026		PDSNT 2024-2033
	PDSNT 2018-2027		PDSNT 2024-2033 actualizat 2025
	PDSNT 2019-2028		PDSNT 2026-2035

2. PROFILUL COMPANIEI

2.1 Activitatea societății

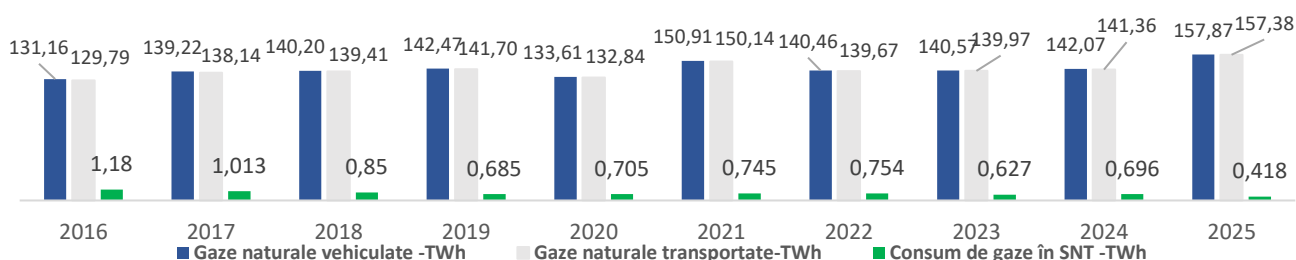
SNTGN Transgaz SA este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale și asigură îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale privind transportul intern și internațional al gazelor naturale, 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.

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ SA, înființată în baza Hotărârii de Guvern nr. 334/28 aprilie 2000, desfășoară următoarele activități:

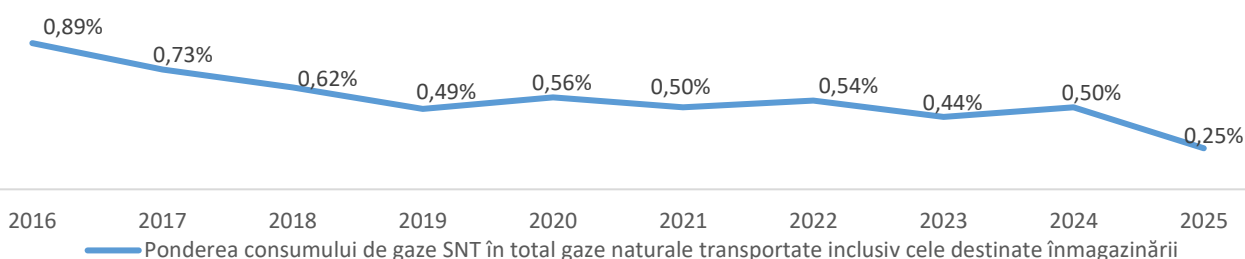
- Transportul gazelor naturale – activitate reglementată de monopol, cu tarife stabilite în baza metodologiei emise de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei;
- Dispecerizarea gazelor, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului gazelor naturale.

Gaze naturale transportate

Istoric



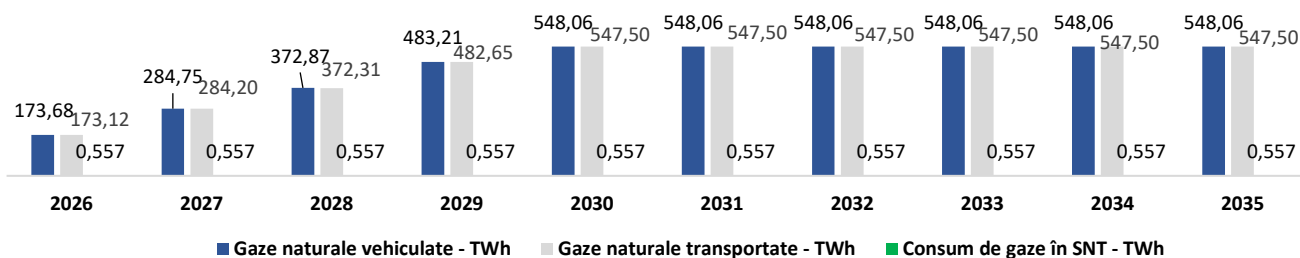
Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și consum de gaze SNT în perioada 2016-2025



Grafic 2 - Ponderea consumului de gaze SNT în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării în perioada 2016-2025

Previziuni

Cantitățile de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane și a consumului de gaze în SNT pentru perioada 2026–2035:



Sursa: Intern - cu respectarea datelor transmise de Exploatarea de gaze naturale Neptun Deep - Marea Neagră

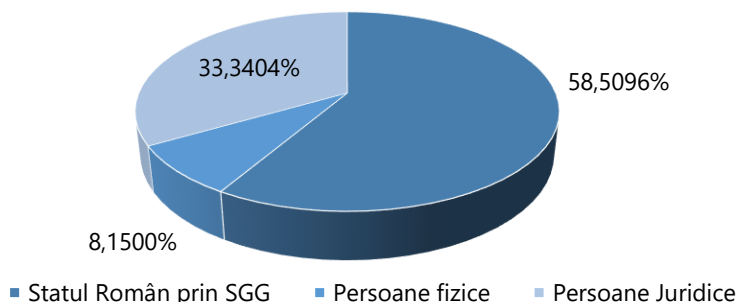
Grafic 3- Previțiuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2026-2035

2.2 Acționariat

Începând cu data de 14 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al Statului Român la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA se realizează de către Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului, ca urmare a transferului de acțiuni din contul Statului Român prin Ministerul Economiei, în temeiul OUG nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor SNTGN Transgaz SA a aprobat prin Hotărârea nr. 11 din 07.12.2022 majorarea capitalului social prin încorporarea rezervelor constituite din profitul net al anilor financiari anteriori în valoare de 1.766.076.600 lei, de la valoarea de 117.738.440 lei la valoarea de 1.883.815.040 lei, prin emisiunea a 176.607.660 acțiuni noi, cu valoarea nominală de 10 lei/acțiune.

Structura acționariatului la data de 31 decembrie 2025



Grafic 4 - Structura acționariatului Transgaz la 31 decembrie 2025

2.3 Organizare și conducere

TRANSGAZ este un grup format din 5 companii: SNTGN Transgaz SA, Transport România Hidrogen SRL și Petrostar SA din România și Eurotransgaz SRL și Vestmoldtransgaz SRL din Republica Moldova, **fiind operator de transport și sistem gaze naturale care operează integral peste 15.500 km de rețea, pe teritoriul a două țări diferite: România, membră UE –14.026 km și Republica Moldova, non UE -1.670 km.**

		Participație (%)
SNTGN Transgaz SA	Companie mamă	
Eurotransgaz SRL Republica Moldova	Societate deținută de SNTGN Transgaz SA	100%
Vestmoldtransgaz SRL Republica Moldova	Societate deținută de Eurotransgaz SRL	75%
	Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD)	25%
Transport România Hidrogen SRL	Societate deținută de SNTGN Transgaz SA	100%
Petrostar SA	Societate deținută de SNTGN Transgaz SA	51%
	Alți acționari	49%

TRANSGAZ este structurată pe entități organizatorice funcționale (departamente, direcții, servicii, birouri, compartimente etc.) și entități de producție (9 exploatare teritoriale, sectoare, laboratoare, ateliere etc.).

SNTGN Transgaz SA își desfășoară activitatea în următoarele locații:

MEDIAS, Judetul SIBIU

- **Sediul central Transgaz:**, str. Piața C.I.Motaș nr.1, cod 551130;
- **Departamentul Exploatare și Mentenanță:** str. George Enescu nr.11, cod 551018;
- **Departamentul Proiectare și Cercetare:** str. Unirii nr. 6, cod 550173.

BUCUREȘTI

- **Reprezentanța Transgaz – România:** Bld. Primăverii nr.55;
- **Departamentul Inspecție Generală:** Calea Victoriei nr.155, sector 1, Bl. D1, tronson 6, et. 3, cod 010073;
- **Direcția Operare PVT București:** Calea Victoriei nr.155, sector 1, Bl. D1, tronson 6, et.11, cod 010073.

CHIȘINĂU Republica MOLDOVA

Subsidiarele SNTGN Transgaz SA în Republica Moldova sunt:

- Societate cu Răspundere Limitată „EUROTRANSGAZ”: Șoseaua Balcani, nr.7/E, extravilan, sat Ghidighici;
- Societate cu Răspundere Limitată „VESTMOLDTRANSGAZ”:Șoseaua Balcani, nr.7/E, extravilan, sat Ghidighici.



Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA

Conducerea SNTGN Transgaz SA este asigurată de :

- Adunarea Generală a Acționarilor;
- Consiliul de Administrație;
- Conducerea executivă delegată Directorului General.

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.

3. DESCRIEREA SISTEMULUI NAȚIONAL DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Sistemul Național de Transport este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, export, transport internațional.

Lungimea Sistemului National de Transport:

- 🚧 14.026 km – pe teritoriul României
- 🚧 1.670 km – pe teritoriul Republicii Moldova (non UE)

Stații de comprimare:

- 🚧 8 stații cu o putere instalată de 79,6 MW

Operatori de transport gaze naturale vecini:

- 🚧 FGSZ Ungaria
- 🚧 Bulgartransgaz EAD Bulgaria
- 🚧 JP Srbijagas Serbia
- 🚧 LLC Gas TSO Ucraina
- 🚧 Moldovatransgaz Republica Moldova

Puncte de intrare(En)/iesire(Ex) transfrontalieră:

- | | |
|---|------------------------------------|
| 🚧 Csanádpalota, FGSZ (HU); | 🚧 Medieșu Aurit Import/GTSOU (UA); |
| 🚧 Ruse-Giurgiu, Bulgartransgaz (BG); | 🚧 Isaccea Import/GTSOU (UA); |
| 🚧 Ungheni, Vestmoldtransgaz (MD); | 🚧 Isaccea 1/Orlovka, GTSOU (UA); |
| 🚧 Negru Vodă 1/Kardam, Bulgartransgaz (BG); | 🚧 Isaccea 2/Orlovka, GTSOU (UA); |
| 🚧 Negru Vodă 2/Kardam, Bulgartransgaz (BG); | 🚧 Isaccea 3/Orlovka, GTSOU (UA). |
| 🚧 Negru Vodă 3/Kardam, Bulgartransgaz (BG); | |

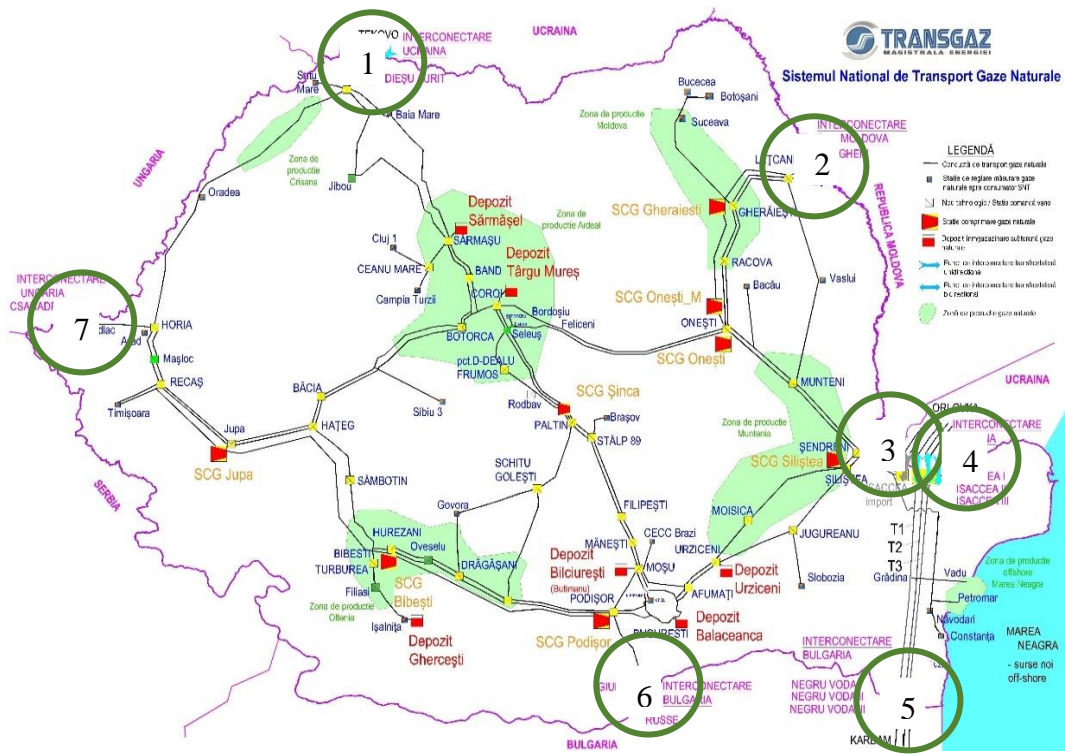


Figura 2 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale și capacitățile tehnice în punctele de întreconectare transfrontaliere (Mld.Sm3/an)

1	
UA	RO
Tekovo	Medieșu Aurit
LLC GAS TSO	Transgaz
Ex 2,71	2,71 En

3	
UA	RO
Orlovka	Isaccea
LLC GAS TSO	Transgaz
Ex 6,85	6,85 En

2	
MO	RO
Ungheni	Iași
Vestmoldtransgaz	Transgaz
Ex 0,73	0,73 En
En 2,19	2,19 Ex

4	
UA	RO
Orlovka 1	Isaccea 1
LLC GAS TSO	Transgaz
Ex 6,85	6,85 En
En 4,12	4,12 Ex

5	
BG	RO
Kardam	Negru Vodă
Bulgartransgaz	Transgaz
Ex 5,31	5,31 En
En 6,36	6,36 Ex

6	
BG	RO
Ruse	Giurgiu
Bulgartransgaz	Transgaz
Ex 0,92	0,92 En
En 1,5	1,5 Ex

7	
HU	RO
Szeged	Arad
FGSZ	Transgaz
Ex 2,80	2,80 En
En 2,80	2,80 Ex

Pentru menținerea nivelului corespunzător al stării tehnice a SNT, Transgaz desfășoară activitatea de exploatare în contextul unui sistem de mentenanță preponderent preventiv planificat și corectiv, susținut de programele anuale de investiții pentru dezvoltare și modernizare.

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 2016-2025 este prezentată în tabelul următor:

Perioada	Planificate		Neplanificate		
	Limitări	Înteruperi	Limitări	Înteruperi	
An calendaristic	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
	2020	1	19	3	57
	2021	1	30	12	134
	2022	0	29	1	90
	2023	2	7	2	77
	2024	0	19	2	122
	2025	0	42	0	76
An gazier	2016-2017	11	58	2	174
	2017-2018	0	5	7	138
	2018-2019	1	17	5	84
	2019-2020	1	18	3	56
	2020-2021	1	29	13	115
	2021-2022	0	31	2	112
	2022-2023	2	7	2	74
	2023-2024	0	18	2	120
	2024-2025	0	43	0	89

4. PIAȚA GAZELOR NATURALE DIN ȚARĂ ȘI DIN REGIUNE

4.1 Piața gazelor naturale din România

Structura actuală a pieței de gaze naturale din România cuprinde (la interfața cu Transgaz):

- 1 operator al Sistemului Național de Transport gaze naturale -SNTGN TRANSGAZ SA;
- 11 producători de gaze naturale: OMV Petrom SA, SNGN Romgaz SA, SC Amromco Energy SRL, SC Foraj Sonde SA, SC Raffles Energy SRL, Stratum Energy România LLC Wilmington Sucursala București, , SC Serinus Energy România, Dacian Petroleum SRL; Black Sea Oil & Gas SA; Petro Ventures Resources SRL: Gas Plus Dacia SRL;
- 2 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: SNGN Romgaz–Filiala de Înmagazinare gaze naturale Depogaz Ploiești SRL și SC Depomureș SA;
- 28 de societăți de distribuție a gazelor naturale - cei mai mari fiind SC Distrigaz Sud Rețele SRL și SC Delgaz Grid;
- 153 furnizori licențiați de gaze naturale.

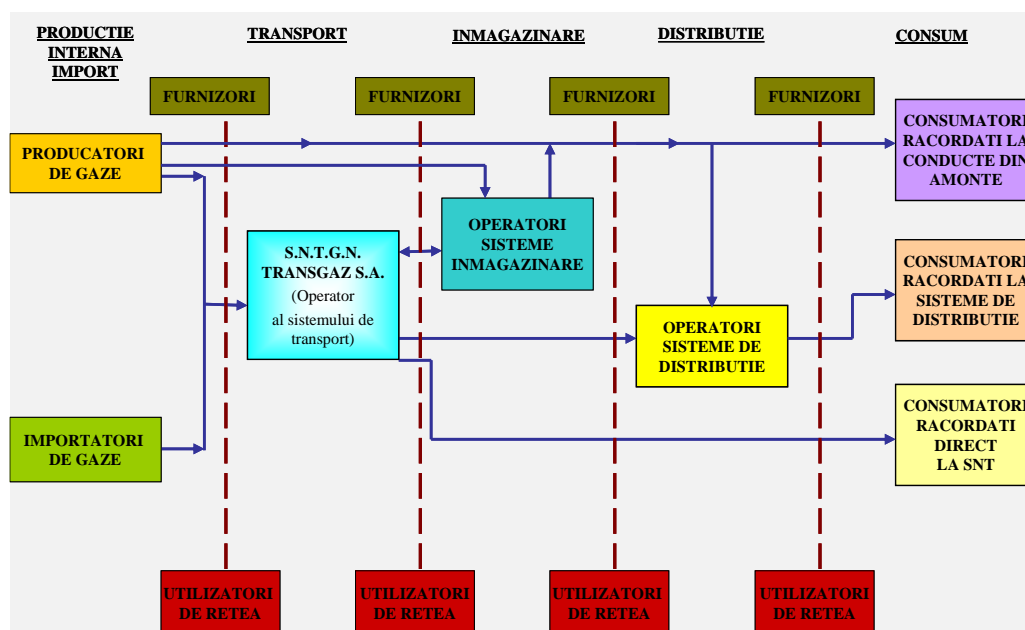


Figura 3- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România

Sursă internă

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 s-a realizat 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. În prezent gradul de deschidere al pieței de gaze naturale este de 100%, atât pentru consumatorii industriali cât și pentru consumatorii rezidențiali.

Mixul energetic al României se caracterizează prin diversitate, încorporând un amestec de combustibili fosili, surse regenerabile și energie nucleară. Din punct de vedere istoric, România a depins în mare măsură de combustibilii fosili, în special de cărbune și gaze naturale, pentru a-și satisface cererea de energie. Rezervele extinse de cărbune ale țării au jucat un rol crucial în asigurarea securității energetice. În plus, gazele naturale au reprezentat o sursă de energie vitală atât pentru producerea de energie electrică, cât și pentru încălzire, oferind o alternativă mai curată la cărbune.

Piața internă de gaze naturale din România este una liberalizată și dezvoltată, cu un nivel ridicat de producție internă, adăugând și cu importuri ocazionale în perioadele de vârf.

România are o infrastructură solidă de transport și stocare gaze naturale, iar dezvoltarea de resurse noi – mai ales Marea Neagră – poate transforma țara într-un actor important în regiune.

Gazele naturale înseamnă dezvoltare economică, creșterea calității vieții pentru cetățeni și protejarea mediului. Dezvoltarea pe orizontală nu înseamnă doar modalitățile în care se vor valorifica aceste gaze naturale, ci înseamnă și industria care face posibilă extragerea și transportul și prelucrarea lor. Întreg ecosistemul economic va beneficia de pe urma exploatarea gazelor naturale.

În contextul dezvoltării, piața internă de gaze naturale are în vedere următoarele:

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

Conflictul dintre Rusia și Ucraina a evidențiat cât de important este asigurarea diversificării surselor de aprovizionare cu energie și a adus securitatea energetică în prim-planul atenției guvernelor europene. Situația din Ucraina a solicitat o reacție imediată a autorităților europene și naționale, iar sancțiunile impuse Rusiei și întreruperea lanțurilor de aprovizionare din bazinul Mării Negre au avut efecte directe asupra prețurilor din energie care s-a reflectat asupra economiei.

Efectele din sectorul energetic au arătat vulnerabilitatea statelor membre în relație cu produsele energetice importate din Rusia, consecința firească a fost ca UE să ia decizia asigurării independenței energetice sustenabile a Uniunii.

Pentru obținerea acestui deziderat, în mai 2022 Comisia Europeană a prezentat inițiativa REPowerEU – un document de planificare care propune reducerea rapidă a dependenței de combustibilii fosili din Rusia. Planul REPowerEU stabilește măsuri privind diversificarea furnizorilor de energie, economiile de energie și eficiența energetică, precum și o introducere accelerată a energiei din surse regenerabile.

Comisia a instituit Platforma energetică a UE pentru a agrega cererea de energie la nivel regional și pentru a facilita viitoarele achiziții comune de gaze și hidrogen ecologic, pentru a asigura cea mai bună utilizare a infrastructurii, astfel încât gazele să ajungă acolo unde este cea mai mare nevoie de ele și pentru a stabili legături cu parteneri internaționali în materie de aprovizionare.

Cinci grupuri regionale de state membre au fost deja inițiate în cadrul platformei și, în cadrul Comisiei, a fost creat un grup operativ special pentru a sprijini acest proces. UE reușește să se îndepărteze de importurile de gaze din Rusia datorită creșterii importurilor de GNL și a importurilor prin gazoducte de la alți furnizori.

Planul european de reducere a cererii de gaze stabilește măsuri, principii și criteriile pentru reducerea coordonată a cererii. Planul se axează pe înlocuirea gazului natural cu alți combustibili și pe economie globală de energie în toate sectoarele - **Energia economisită vara înseamnă energie disponibilă pentru iarnă**. Scopul său este de a **proteja aprovizionarea gospodăriilor și a utilizatorilor esențiali**, cum ar fi spitalele, dar și industriile care sunt de o importanță capitală pentru furnizarea de produse și servicii esențiale către economie, precum și pentru lanțurile de aprovizionare și competitivitatea UE. Planul oferă statelor membre orientări de care trebuie să țină seama atunci când planifică reducerea.

Planul de reducere a cererii **ajută, de asemenea, statele membre să identifice și să acorde prioritate**, în cadrul grupurilor lor de consumatori „neprotejați”, **celor mai importanți clienți sau instalații**, pe baza unor considerente economice globale și a următoarelor criterii:

- **Importanță critică la nivel societal** – sectoarele care includ sănătatea, alimentele, siguranța, securitatea, rafinările și apărarea, precum și furnizarea de servicii de mediu;
- **Lanțuri de aprovizionare transfrontaliere** – sectoare sau industrii care furnizează bunuri și servicii critice pentru buna funcționare a lanțurilor de aprovizionare din UE;
- **Daune aduse instalațiilor** – pentru a evita ca acestea să nu își poată relua producția fără întârzieri semnificative, reparații, aprobare reglementară și costuri;
- **Posibilitățile de reducere a gazelor și substituirea produselor/componentelor** – măsura în care industriile pot trece la componente/produse importate și măsura în care cererea de produse sau componente poate fi satisfăcută prin importuri.

Prin eliminarea treptată a dependenței de surse de combustibili fosili și prin reducerea consumului general de energie al UE ca urmare a creșterii eficienței energetice, **Pactul verde european și pachetul „Pregătiți pentru 55” consolidează securitatea aprovizionării pentru UE**. Plecând de la aceste propuneri, REPowerUE urmărește să accelereze dezvoltarea energiei din surse regenerabile în întreaga UE și demararea investițiilor în materie de eficiență energetică.

În prezent, peste 20 % din energia UE provine din surse regenerabile, iar Comisia a propus ca acest procent să fie de peste două ori mai mare, ajungând la cel puțin 45 % până în 2030.

Prin investițiile în terminale GNL și în interconexiuni de gaze naturale, fiecare stat membru poate primi acum gaze naturale din cel puțin două surse, iar fluxurile bidirecționale între vecini sunt posibile.

În temeiul Regulamentului privind securitatea aprovizionării cu gaze naturale, statele membre trebuie să elaboreze planuri naționale de acțiune preventivă și planuri de urgență, precum și un mecanism de solidaritate care să garanteze aprovizionarea „consumatorilor protejați” din țările învecinate într-o situație de urgență gravă.

Valorificând potențialul resurselor din Marea Neagră și resursele onshore de mare adâncime, prin susținerea producției autohtone de gaze naturale, România poate atinge un nivel suficient de ridicat al producției interne pentru a deveni un furnizor de securitate energetică în regiune. O piață internă solidă contribuie semnificativ la un grad ridicat de securitate energetică.

Rețeaua de transport gaze naturale reprezintă o infrastructură deosebit de importantă pentru securitatea energetică a țării. România va deveni un coridor european de transport al gazelor naturale prin conectarea la culoarele europene nord-sud și est-vest, prin conductele de interconectare cu vecinii și prin proiectele de infrastructură de gaze naturale aflate în lucru sau planificate pentru dezvoltarea rețelei pe plan intern.

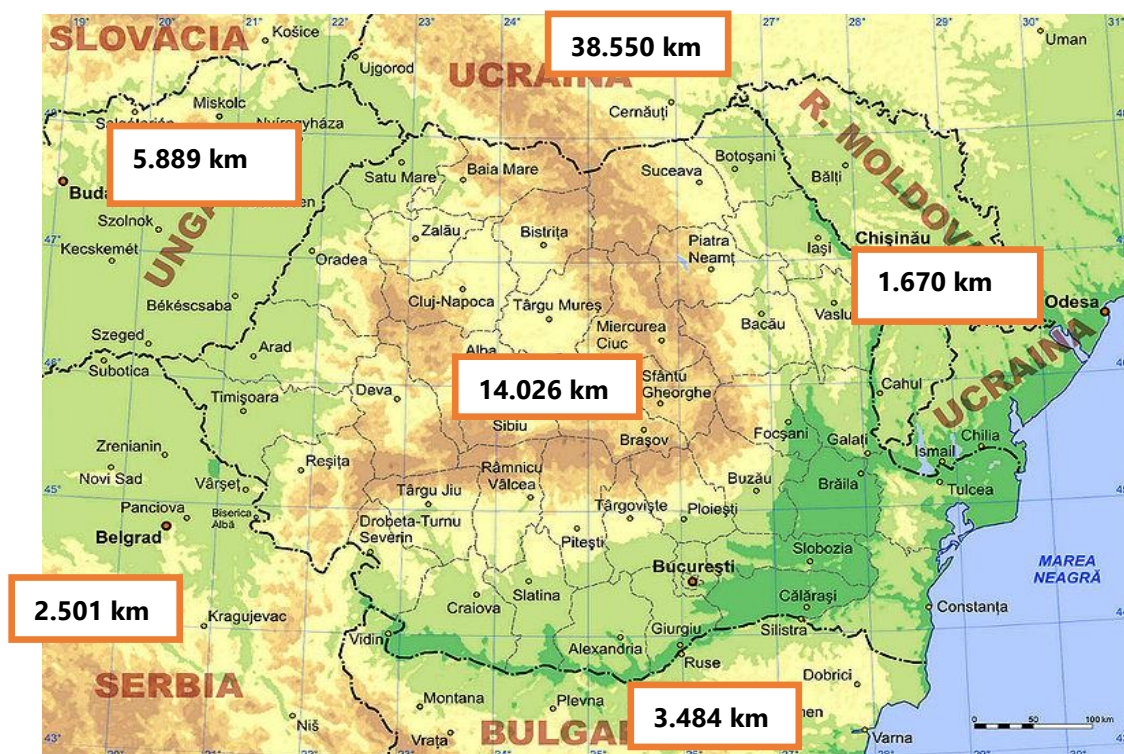



Figura 4 - Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine

BULGARIA

BULGARIA	
Consumul de gaze naturale (2025)	2.7 mld.mc
Operatorul sistemului național de transport	Bulgartransgaz EAD
Structură acționariat	100% – Bulgarian Energy Holding EAD
Volum de gaze naturale transportate (2025)	2,7-2,8 mld.mc
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	3.484 km

BULGARIA	
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport	<p>Sistemul național bulgar de transport gaze naturale are o formă circulară, cu o lungime totală de 3.484 km, având:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 11 stații de comprimare: CS Kardam-1, CS Kardam-2, CS Valchi Dol și CS Polski Senovets, CS Rasovo, CS Provadia, CS Nova Provadua, CS Lozenets, CS Strandzha, CS Ihtiman și CS Petrich cu o capacitate totală instalată de 406 MW; ✓ 1 depozit subteran de înmagazinare gaze naturale Chiren; ✓ 2 puncte de conectare cu facilități de producție; ✓ 1 punct de conectare cu facilități de înmagazinare; ✓ 9 interconectări; ✓ 1 punct de interconectare în interiorul țării.
LNG	-
Interconectări	<ul style="list-style-type: none"> ✓ România: (IP) Negru Vodă 1, 2 și 3/Kardam –SNTGN Transgaz SA România (IP) Ruse/Giurgiu – SNTGN Transgaz SA România ✓ Grecia: (IP) Kulata/Sidirokastron – DESFA Grecia IGB (IP) Stara Zagora/Komotini – ICGB-DESFA ✓ Turcia: (IP) Strandzha 1/Malkoclar – BOTAŞ Turcia (IP) Strandzha 2/Malkoclar - TAGTAS, Turcia ✓ Macedonia: (IP) Kyustendil/Zidilovo – GA-MA, Macedonia de Nord ✓ Serbia: (IP) Kireevo/Zaychar "Balkan Stream"– Gastrans, Serbia (IP) Kalotina/Dimitrovgrad – Transportgas, Serbia
Înmagazinări	Chiren–Bulgartransgaz EAD Capacitate totală de înmagazinare: 650 mil. Mc (începând cu data de 1 mai 2025)
Program de investiții	Planul de dezvoltare pentru perioada 2025-2034 poate fi consultat la adresa: TYNDP BTG 2025-2034 - 30.05.25 EN.pdf
Principalele investiții	<p>Proiecte privind dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Extinderea etapizată a capacității de înmagazinare la Chiren, în paralel cu forarea noilor sonde – Proiect de creștere a capacității de transport la punctul de interconectare Negru Vodă/Kardam pe direcția Bulgaria-România – Proiect de creștere a capacității de transport la punctul de interconectare IP Kulata/Sidirokastro din direcția Grecia-Bulgaria – Reabilitarea, modernizarea și extinderea sistemului de transport al gazelor naturale din Bulgaria - Faza 3 în vederea creșterii capacității de Interconectare Bulgaria - Serbia (IBS) de la 1,8 la 3,2 miliarde mc/an. <p>Dezvoltarea infrastructurii în vederea transportului de hydrogen:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Dezvoltarea Infrastructurii de transport a hidrogenului în Bulgaria - Faza 1

BULGARIA	
	<ul style="list-style-type: none"> - Dezvoltarea Infrastructurii de transport a hidrogenului în Bulgaria - Faza 2 - Dezvoltarea sistemului existent de transport a gazelor naturale din Grecia și Bulgaria în vederea integrării hidrogenului și a gazelor regenerabile în rețea (proiectul SmartSwitch) - Proiect comun al Bulgartransgaz EAD și DESFA S.A. <p>Alte proiecte de dezvoltare a infrastructurii Bulgartransgaz EAD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Interconectarea Bulgaria–Macedonia de Nord - Dezvoltarea rețelei existente prin construirea de noi ramificații ale conductelor de gaze naturale

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

SERBIA

SERBIA	
Consum gaze naturale (2025)	Aprox 2,9 mld. mc/an
Operatorul sistemului național de transport	JP SRBIJAGAS
Structura actionariat	100% - statul sârb.
Volum de gaze naturale transportate (2025)	peset 3 mld.mc/an.
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	2.501 km – conducte.
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport gaze naturale	<ul style="list-style-type: none"> ✓ sistemul de transport sârbesc este gestionat de către JP Srbijagas, cu excepția tronsonului MG-9 de la Pojate la Niš care este gestionat de către Yugorosgaz (subsidiară a Gazprom); ✓ PN din sistem este de 16-50 bar; ✓ DN 150-750; ✓ 32 stații de distribuție a gazelor naturale; ✓ 1 stație de comprimare la Batajnica; ✓ depozit de înmagazinare cu o capacitate max. de 550 mil. mc.
LNG	-

SERBIA	
Interconectări	<p>Ungaria: (IP) Horgoš-Kiskundorozsma-FGSZ HU</p> <p>Bosnia și Herțegovina: (IP) Mali-Zvornik-BH Gas d.o.o. BH</p> <p>Rusia: (IP) Pojate-YUGOROSGAZ (subsidiară Gazprom)</p> <p>Bulgaria: (IP) Niș-Dimitrovgrad-Bulgartransgaz BG</p> <p>(IP) Zaječar-"Balkan Stream" - Bulgartransgaz, BG</p>
Înmagazinări	<p>Banatski Dvor SRBIJAGAS</p> <p>Capacitate totală 550 mil. mc</p>
Program de investiții	<p>Planul de Dezvoltare al Sistemului de transport gaze naturale al JP SRBIJAGAS 2022- 2031 se regăsește pe site-ul: Plan-razvoja-transportnog-gasovodnog-sistema-za-period-2022-2031-sa-planom-investicija-za-period-2022-2031.pdf</p>
Principalele investiții cuprinse în program	<p>Investiții:</p> <p>Investițiile societății se focalizează pe:</p> <ul style="list-style-type: none"> – modernizarea și re tehnologizarea sistemului de transport GN sârbesc (conducte, branșamente, echipamente, utilități, etc.); – upgradarea capacităților de transport; – dezvoltarea sistemului de înmagazinare Banatski Dvor (creștere la 800 mil.mc – 1 mld.mc). <p>Proiecte majore de dezvoltare:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Proiectele de interconectare SNT gaze naturale Serbia - Bulgaria Faza 1, 2 și 3 – Proiectul de interconectare SNT gaze naturale Serbia - România – Proiectul de interconectare SNT gaze naturale Serbia – Muntenegru – Proiect de interconectare SNT gaze naturale Serbia - Macedonia de Nord (de la Vranje până la granița cu Macedonia) – Proiectul de interconectare SNT gaze naturale Serbia - Bosnia și Herțegovina – Proiectul de interconectare SNT gaze naturale Serbia – Croația – Proiect privind construcția conductelor principale și de distribuție a gazelor în vederea conectării conductei de gaze Banatski Dvor - Itebej cu gazoductul din România – Proiectul de conectare a conductei principale de gaze de la granița dintre Bulgaria și Ungaria cu sistemul de conducte de gaze „TRANSPORTGAS SERBIA”

Sursa: transportgas-srbija.rs, Internet, <http://ec.europa.eu/eurostat>

UNGARIA


UNGARIA	
Consum gaze naturale (2025)	8,5 mld mc
Operatorul sistemului național de transport	FGSZ Zrt.
Structură acționariat	MOL Plc. – 100%
Volum de gaze transportate (2025)	7,5-8 mld mc.
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	5.889 km – conducte magistrale

UNGARIA	
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport gaze naturale	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 25 puncte de intrare; ✓ 400 puncte de ieșire; ✓ infrastructură cu DN între 80-1400 mm; ✓ 8 stații de comprimare; ✓ 6 centre tehnice de control arondate la 3 regiuni; ✓ 1 centru tehnic de control la Siófok; ✓ 7.229 km fibră optică destinată telecomunicațiilor; ✓ gazele sunt transportate la PN între 40-75 bar.
Înmagazinări	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zsana Magyar Foldgaztarolo ✓ Hajuszoboszlo Magyar Foldgaztarolo ✓ Pusztaederics Magyar Foldgaztarolo ✓ Kardosku Magyar Foldgaztarolo ✓ Szoreg-1 MMBF Foldgaztarolo <p>Capacitate totală de înmagazinare 4,43 mld. mc</p>
LNG	-
Interconectări	<p>Interconectări cu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Ucraina: Punct virtual de Interconectare (VIP) "Bereg" care reunește punctele fizice de interconectare Beregovo (DN1400) și Beregdaróc (DN800)–LLC Gas TSO (UA); ✓ Austria: (IP) Mosonmagyarovar–OMV Gas (AT); ✓ Serbia: (IP) Kiskundarozsma–JP Srbijagas (RS); ✓ România: (IP) Csanádpalota–SNTGN Transgaz SA (RO); ✓ Croația: (IP) Drávaszerdahely–Plinacro d.o.o. (HR); ✓ Slovacia: (IP) Balassagyarmat–eustream a.s. (SK); ✓ Slovenia: (IP) Tornyiszentmiklós-Plinovodi d.o.o. (SI).
Program de investiții	<p>Planul de Dezvoltare al Sistemului de transport gaze naturale al FGSZ Zrt. pe 10 ani 2025-2034 (mai 2025) e prezentat pe http://fgsz.hu/en/about-fgsz</p>
Principalele investiții cuprinse în program	<p>Proiectele de dezvoltare ale FGSZ Zrt.:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Înlocuirea compresorului cu unul electric în Monsonmagyarovar – Dezvoltarea stației de comprimare și a stației de măsurare de la Csanádpalota; – Construcția conductei de interconectare sloveno-ungară – Construcția conductei bidirecționale de transport al gazelor naturale (DN800, PN75, 78 km) Városföld - Vecsés.

UNGARIA	
	<ul style="list-style-type: none"> – Asigurarea capacității de transport gaze naturale pe termen lung pe conducta de transport gaze naturale în direcția HU>UA, urmare a construcției noii stații de măsurare gaze naturale internaționale și a unei noi conexiuni în MS Beregdaróc. – Dezvoltarea stației de comprimare de la Szada – Conectarea conductei de transport gaze naturale Balassagyarmat-Vecsés DN800 cu conducta Alag Vác-Balassagyarmat DN300 – Construcția conductei de transport gaze naturale Bánytereny-Salgótarján DN200, 8 km – Construcția conductei de transport gaze naturale Algyó-Városföld DN1000, PN75, 70 km – Construcția conductei de transport Városföld-Vecsés DN800, PN75, construcție conducte de 78 km – Conectarea sistemului FGSZ la rețeaua europeană de hidrogen și pregătirea pentru satisfacerea nevoilor de aprovizionare preconizate ale producătorilor și utilizatorilor interni de hidrogen – Dezvoltarea coridoarelor de hidrogen (HU/UA, HU/SK, HU/RO, HU/SI)

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

UCRAINA


UCRAINA	
Consum gaze naturale (2025)	aprox 22 mld. mc
Operator de transport	LLC Gas TSO of Ukraine prin doi operatori Branch și LLC
Lungimea sistemului de transport (2025)	38.550 km conducte
Volum de gaze tranzitate (2025)	aprox. 6.5 mld. mc din importuri, destinați consumului intern
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport gaze naturale	<p>Transportul se caracterizează prin infrastructură cu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 1.389 stații de distribuție gaze + 83 stații de distribuție gaze în teritoriile ocupate; ✓ 71 stații de comprimare + 2 stații de comprimare în teritoriile ocupate (Donețk și Lugansk); ✓ 87 agregate de comprimare + 2 agregate de comprimare; ✓ 41 companii de distribuție GN racordate la sistemul de transport gaze ucrainean; ✓ 11 depozite subterane de înmagazinare GN cu o capacitate de 30.5 mld.mc + 1.4 mld.mc în teritoriile ocupate (Donețk și Lugansk).

UCRAINA	
Puterea stațiilor de comprimare	Transport: 4.6 MW Înmagazinare: 10 MW
Interconectări	<ul style="list-style-type: none"> ✓ România: (IP) Isaccea (RO)-Orlovka (UA); (IP) Medieșu Aurit (RO)-Tekovo (UA). ✓ Rusia: (IP) Platovo (RU)/UA; (IP) Prokorovka (RU)/UA; (IP) Sokhranovka (RU)/UA; (IP) Pisarevka (RU)/UA; (IP) Serebryanka (RU)/UA; (IP) Valuyki (RU)/UA; (IP) Volchansk (RU)/UA; (IP) Belgorod (RU)/UA; (IP) Sudzha (RU)/UA. ✓ Belarus: (IP) Kobryn (BY)/UA. ✓ Polonia: (IP) Hermanowice (PL)/UA. ✓ Slovacia: (IP) Budince (SK)/UA. ✓ Ungaria: Punctul virtual de Interconectare (VIP) "Bereg" care reunește punctele fizice de interconectare Beregovo (DN1400) și Beregdaróc (DN800)- FGSZ Limited (Ungaria) ✓ Moldova: (IP) MD/Oleksiiivka (UA); (IP) Căușeni (MD)-Grebenyky (UA).
Înmagazinări	<p>12 instalații subterane de stocare cu o capacitate de 30,5 mld. mc</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Krasnopopivske–LLC Gas TSO; ✓ Olyshivske–LLC Gas TSO; ✓ Bohorodchanske–LLC Gas TSO; ✓ Uherske (XIV-XV)–LLC Gas TSO; ✓ Oparske–LLC Gas TSO; ✓ Solokhivske–LLC Gas TSO; ✓ Dashavske–LLC Gas TSO; ✓ Kehychivske–LLC Gas TSO; ✓ Chervonopartyzanske–LLC Gas TSO; ✓ Bilche-Volytsko-Uherske–LLC Gas TSO; ✓ Proletarske–LLC Gas TSO; ✓ Verhunske–LLC Gas TSO.
Import gaze naturale (2025)	Aprox 6,5 mld.mc
Producția internă (2025)	Aprox 18,2 mld.mc
Proiecte viitoare	<p>Operatorul Sistemului de Transport al Gazelor din Ucraina (GTSOU) își reorientează infrastructura de la tranzitul est-vest către importurile dinspre vest și sud.</p> <p>Proiectele de dezvoltare se concentrează pe:</p> <ul style="list-style-type: none"> – diversificarea surselor de aprovizionare - dezvoltarea Coridorului Vertical (Sud-Nord) prin <ul style="list-style-type: none"> - Importul de GNL (Gaz Natural Lichefiat) american și din alte surse prin terminalele din Grecia, Turcia și Bulgaria, utilizând Coridorul Vertical, o rută vitală pentru diversificare - Integrarea Trans-Balkan-utilizarea activă a conductei Trans-Balcanice în regim "reverse flow" (flux invers) pentru a aduce gaze din Grecia/Turcia prin România și Moldova către Ucraina – integrarea în Piața Europeană și "Green Deal" prin

UCRAINA	
	<ul style="list-style-type: none"> - Armonizarea legislației: cu acquis-ul comunitar în cadrul Clusterului 4 (Green Agenda și Sustainable Connectivity) pentru a crea o piață transparentă și sigură. - Proiecte Hydrogen Ready în vederea adaptării conductelor existente la transportul de hidrogen și amestecuri de gaze, în conformitate cu parteneriatul strategic cu UE privind biometanul și hidrogenul. - consolidarea securității energetice, prin <ul style="list-style-type: none"> - Creșterea capacității ferme la punctul de interconectare Grebenyky (Moldova-Ucraina) în vederea facilitării importurilor de gaze din sud - Dezvoltarea de noi rute în colaborare cu DEPA Commercial (Grecia) în vederea asigurării importurilor de GNL.

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

REPUBLICA MOLDOVA

REPUBLICA MOLDOVA	
Consum gaze naturale (2025)	cca 905,07 mil. mc
Operatorul sistemului național de transport	Vestmoldtransgaz SRL
Structura actionariat	75% - SNTGN Transgaz S.A. și 25% - BERD
Volum de gaze naturale transportate (2025)	1.797 mil. mc.
Lungimea sistemului de transport gaze naturale	1.670 km
Harta Sistemului de Transport gaze naturale	
Descrierea sistemului de transport (2025)	<p>În urma preluării activității de operare, exploatare, dispecerizare și transport a gazelor naturale de la Moldovatransgaz (04.09.2023), Vestmoldtransgaz administrează întreaga infrastructură gazieră din Republica Moldova.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 1.682,521 km (776,315 km magistrale și 906,206 km bransamente) rețele de transport gaze naturale proiectate și construite pentru presiune de 55 bar

REPUBLICA MOLDOVA	
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Diametrul conductelor 530-1220 mm ✓ 2 Stații de măsurare (SMG) - SMG Căușeni; SMG Ungheni ✓ 3 Puncte de măsurare (PMG Todirești; PMG Tohatin, PMG Tocuz). ✓ 3 Stații de comprimare (SCG)- SCG Vulcănești, SCG Drochia, SCG Șoldănești ✓ Capacitatea totală de transport gaze naturale a principalelor 5 rețele de transport: 49,15 mil. m3 /zi ✓ Capacitatea bidirecțională totală: 25,91 mil. m3/zi (23,874 mil. m3/zi cu Ucraina și 2,04 mil. m3/zi cu România)
LNG	-
Puterea stațiilor de comprimare (2025)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ SCG Drochia cu o capacitate totală de 31,5 MW; ✓ SCG Șoldănești cu o capacitate totală de 24 MW; ✓ SCG Vulcănești cu o capacitate totală de 20 MW.
Interconectări (2025)	<p>Puncte de interconectare:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Ucraina <ul style="list-style-type: none"> – (IP) Grebeniki, – (IP) Alekseevca, – (IP) Căușeni, – (IP) Ananiev, – (IP) Limanskoe și Punctul de intrare Tohatin ✓ România <ul style="list-style-type: none"> – (IP) Ungheni – precum și un Punct virtual UA
Program de investiții	<p>Planul de dezvoltare 2023-2032 a sistemului de transport gaze naturale al Vestmoldtransgaz se regăsește pe site-ul:</p> <p>https://www.vmtg.md/images/PLANURI/H_CA_ANRE_nr_820_Plan_de_Dezvoltare_2023-2032_Vestmoldtransgaz.pdf</p>
Principalele investiții cuprinse în program	<p>În ultimii zece ani, Republica Moldova a întreprins măsuri concrete de diversificare a aprovizionării cu gaze naturale, inclusiv prin crearea de interconexiuni cu România, ceea ce a contribuit la îmbunătățirea securității energetice.</p> <p>În conformitate cu Memorandumul de înțelegere între Guvernul Republicii Moldova și Guvernul României privind realizarea proiectelor necesare interconectării rețelelor de gaze naturale, în domeniul gazelor naturale, Părțile au decis:</p> <ul style="list-style-type: none"> – asigurarea și consolidarea capacităților bidirecționale de transport a gazelor naturale prin gazoductul Iași-Ungheni; – extinderea gazoductul Iași–Ungheni–Chișinău prin construcția unei conducte de transport gaze naturale în zona Centurii Chișinăului <p>Proiectele de dezvoltare ale societății „Vestmoldtransgaz” se concentrează pe Dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale prin</p> <ul style="list-style-type: none"> – Construcția conductei de transport a gazelor naturale pe direcția NE-SE a municipiului Chișinău (centura municipiului Chișinău) – Construcția conductei de transport a gazelor naturale pe direcția râul Prut-SMG Ungheni-PMG Todirești – Construcția conductei de transport a gazelor naturale pe direcția Ungheni-Bălți-Drochia, cu conectare la conducta de aspirație a SC Drochia, amplasată pe rețeaua de transport gaze naturale Ananiev-Cernăuți-Bogorodicieni – Construcția conductei magistrale în vederea racordării conductei de bransament Cimișlia-Hîncești la conducta magistrală prevăzută pentru inelarea municipiului Chișinău – Construcția conexiunii CM RI-CM ȘDKRI în regiunea SC Vulcănești, km. 292-293 în vederea asigurării posibilității de interschimbare a fluxului de gaze între linii pe coridorul transbalcanic – Construcția conexiunii CM RI-CM ȘDKRI în regiunea SMG Căușeni, km. 173-174

REPUBLICA MOLDOVA

Dezvoltarea rețelelor de transport gaze naturale deja existente

- Proiectarea și reconstrucția liniilor de alimentare cu energie electrică a Platformelor A și C cu alte puncte de racordare, prin racordare directă în vederea asigurării funcționării continue a infrastructurii de transport gaze.
- Retehnologizarea SMG Ungheni: proiectare și lucrări de construire, montare instalație de reglare debit pe conducta de transport al gazelor din cadrul SMG Ungheni
- Reconstrucție și modernizare stații predare gaze (înlocuire pe un nou tip automatizat)
- Automatizarea proceselor în scopul asigurării exploatații în siguranță a rețelelor de gaze și asigurarea corectitudinii datelor de calcul comercial al consumului de gaze la stabilirea line-pack-ului prin Automatizarea părții liniare a conductei magistrale transport gaze prin instalarea sistemelor de telemetrie
- Automatizarea Sistemul de protecție electrochimică cu sistem centralizat de monitorizare și control de la distanță a protecției catodice în vederea asigurării exploatații fiabile a rețelelor de gaze prin control automat a parametrilor protecției electrochimice.
- Reconstrucția stației de măsurare gaze naturale Căușeni în vederea asigurării curgerii bidirecționale a gazelor naturale pe conducta transbalcanică Ananiev-Tiraspol-Ismail (ATI), precum și creșterii capacităților de transport gaze în regim revers pe coridorul transbalcanic.
- Reconstrucția stației de comprimare gaze naturale Drochia în scopul asigurării regimurilor diferite de transportare a gazelor naturale
- Dezvoltarea Instalațiilor de curățire și inspecție (gările pentru lansarea și primirea dispozitivelor de tip PIG) a GM ACB
- Asigurarea continuității aprovizionării cu gaze naturale prin procurarea SP din Sofia și reparații capitale la
 - g/b SP Ștefan Vodă Dn 150, km 15,7-19,5.
 - g/b SP Comrat Dn 200, km 0-20
 - g/b SP Cahul Dn 273, km 0 -21
 - CM Odesa-Chișinău Dn 530, km 152,6-153,5.
 - CM Chișinău - Rîbnița Dn 530, km 46,1-46,4
- Consolidarea Conductei magistrale transport gaze naturale Chișinău- Rîbnița, s. Buneț (zona cu alunecări de teren) prin înlocuirea unui tronson de 0,5 km
- Modernizarea Sistemelor de măsurare cantitate și calitate gaze, odorizare în vederea asigurării securității informaționale și funcționării stabile softului utilizat
- Modernizarea sistemului de supervizare măsurare fiscală și odorizare SMG Ungheni

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

4.3 Concluziile analizei pieței regionale de gaze naturale

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 proiectelor de interconectare, țările vecine caută diversificarea acestora în scopul evident al creșterii siguranței și securității 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 care își dorește o piață perfect integrată.

România este într-o poziție privilegiată astăzi datorită investițiilor majore efectuate în infrastructura de transport gaze. Ca urmare a acestora România are o deosebită importanță în regiune, reprezentând un hub care poate să asigure securitate energetică și aprovizionarea cu gaze din surse diversificate.

După construirea conductei Turkish Stream 2 în Bulgaria și Serbia, conductele de pe Coridorul Transbalcanic au devenit neutilizate pe direcția Nord-Sud. Ca urmare a acestui fapt, Transgaz a transformat aceste conducte, din conducte cu sens unic în conducte bidirecționale, prin investiții cu forțe proprii și astfel s-au creat premisele transportului gazelor naturale pe direcția Sud-Nord, din Coridorul Sudic, prin conductele Transbalcanice la o capacitate de 14 miliarde metri cubi/an, din Azerbaidjan, dar și LNG din terminalele din Turcia și Grecia spre România și Europa.

Faptul că suntem interconectați în regim reverse-flow ne permite să importăm gaze naturale de pe diferite coridoare. Până acum 5 ani exista doar varianta de import de gaz rusesc de pe conducta de tranzit T1. Acum, lucrurile sunt radical diferite și putem importa gaz din Ungaria, din Bulgaria, din Marea Caspică, prin gazoductele TANAP și apoi TAP, prin Coridorul Vertical, sau chiar gaz natural lichefiat din terminalele grecești sau turcești.

Coridorul Vertical, componentă din Coridorul Sud -Nord-din cadrul Inițiativei celor 3 Mări (I3M) va contribui la diversificarea surselor de gaze naturale și la creșterea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale a statelor din Centrul și Estul Europei și Balcani.

Integrarea BRUA în Coridorul Vertical transformă România într-un important jucător pe piața gazelor din regiune. Gazele naturale vor fi transportate prin Grecia către alte țări prin mai multe puncte de intrare și ieșire și din diferite surse de aprovizionare (Azerbaidjan, Qatar, Algeria, Egipt, Iran etc.).

Întâlnirea din 11 ianuarie 2024 de la București a conducerii OTS-urilor semnatare ale MoU pe Coridorul Vertical a reprezentat un pas important în vederea activării unui coridor bidirecțional al fluxurilor de gaze naturale din Grecia și Turcia înspre Europa Centrală, de Est și Balcani, respectiv spre Republica Moldova și Ucraina și vice-versa, a dezvoltării activității Coridorului Vertical, care interconectează rețelele de transport gaze din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria, permițând curgerea bidirecțională a gazelor naturale prin implicarea unor state non-UE (Ucraina, Republica Moldova) întrucât această abordare este relevantă pentru implementarea Coridorului Vertical, a armonizării dezvoltărilor planificate în regiune, luând în considerare așteptările CESEC și strategiile și politicile relevante la nivelul UE și aspectele regionale.

În data de 19 ianuarie 2024, în marja reuniunii CESEC de la Atena, operatorii de infrastructură de gaze naturale participanți la inițiativa Coridorului Vertical au semnat un nou Memorandum de Înțelegere care a inclus ca semnatori operatorii din Republica Moldova (Vestmoldtransgaz), Ucraina (GTSO) și Slovacia (Eustream). Coridorul Vertical este operational și se pot aduce gaze din Azerbaidjan.

În etapa a doua, Bulgartransgaz trebuie să mai construiască 63 de kilometri și astfel se poate ajunge până la 15 miliarde mc de gaze, aici fiind vorba despre gazele din zona Mării Caspice și gazele lichefiate care pot veni din Turcia.

Operatorii (OTS) sistemelor naționale de transport al gazelor naturale din mai multe țări din Europa de Est și Balcani se pregătesc să solicite fonduri UE nerambursabile din Fondul de Modernizare pentru întărirea rețelelor lor de conducte și amplificarea interconectărilor dintre ele, în scopul diversificării surselor de aprovizionare cu gaze a țărilor respective, prin consolidarea accesului la gaze naturale lichefiate (LNG) provenite din terminalele de lichefiere din Grecia și Turcia.

Coridorul Vertical, creat la inițiativa Transgaz, va aduce prestigiu României dar și securitatea energetică pentru țările din estul Europei, Republica Moldova și Ucraina, dar și centrul Europei: Ungaria, Slovacia, Polonia, Austria, Cehia, etc.. Transgaz are încredere în sinergia Operatorilor Tehnici de Sistem din Grecia, Bulgaria, România, Ungaria, Ucraina, Republica Moldova și Slovacia, în impactul semnificativ pe care aceștia îl pot aduce în creșterea și consolidarea securității energetice a țărilor respective, a regiunii și a Uniunii Europene.

O dezvoltare coordonată a sistemelor acestor țări și a capacităților de interconectare poate contribui la transformarea regiunii și continentului din perspectiva securității aprovizionării cu gaze și să permită României să devină un pol de dezvoltare economică a Europei.

În tot acest tablou **România** este țara cu piața cu cea mai mică dependență de gaze naturale din import, dar poate deveni o poarta de intrare a gazelor naturale din Grecia prin Bulgaria spre Europa Centrală și de Est. 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.

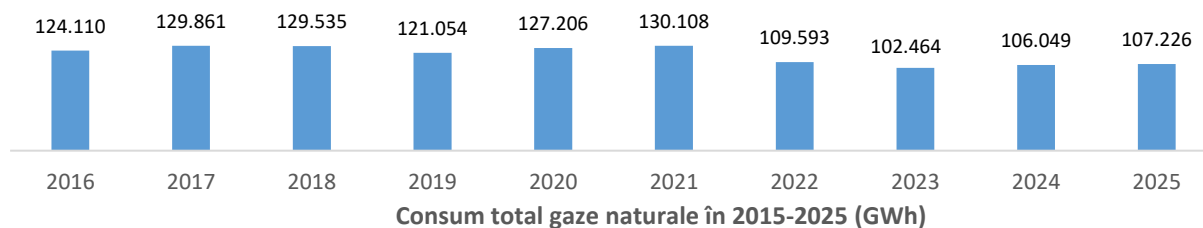
În acest context infrastructura de transport gaze naturale devine factorul cel mai important, iar **Transgaz** se află în fața unei provocări majore: dezvoltarea - **în cel mai scurt timp posibil** - a unor culoare de transport gaze naturale care să asigure atât gradul necesar de interconectivitate la nivel european cât și un 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 2016-2025

Consumul total de gaze naturale pe piața din România în perioada 2016-2025:



Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2016–2025 (GWh)

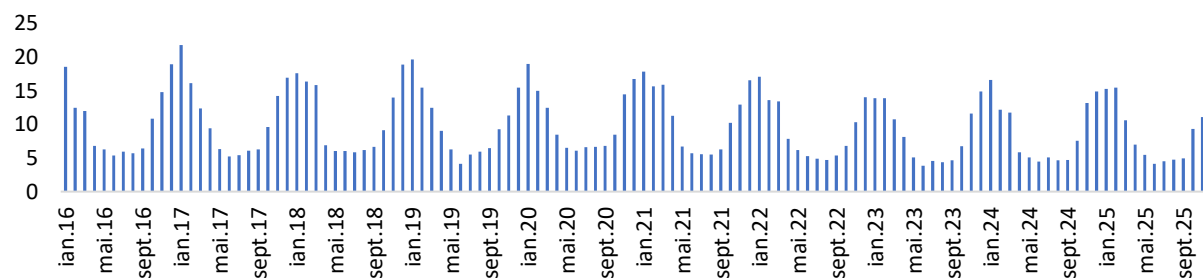
Sursa: Raportări anuale ANRE

Consumul de gaze naturale în România a scăzut în ultimii ani, față de anul 2021, din cauza scăderii consumului în sectorul industrial (care a închis multe capacități), a eficientizării și a reducerii ponderii gazelor naturale în mixul energetic.

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 a consumului de gaze din perioada 2016 – 2025 este reprezentată în graficul următor:



Sursa: Raportări ANRE

Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2016-2025 (TWh)

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
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	9.344,9	4-17 ianuarie
2020	690,8	08 ianuarie	8.864,4	7-20 ianuarie
2021	690,8	19 ianuarie	8.648,3	9-22 ianuarie
2022	643,3	26 ianuarie	8.292,3	14-27 ianuarie
2023	612,1	10 februarie	7.823,7	30 ianuarie -12 februarie
2024	618,4	10 ianuarie	8.020,6	10-23 ianuarie
2025	602,0	20 februarie	8.037,7	10 -23 februarie

Tabel 1 - PEAK și consum maxim 14 zile

5.1.3 Prognoze consum gaze naturale

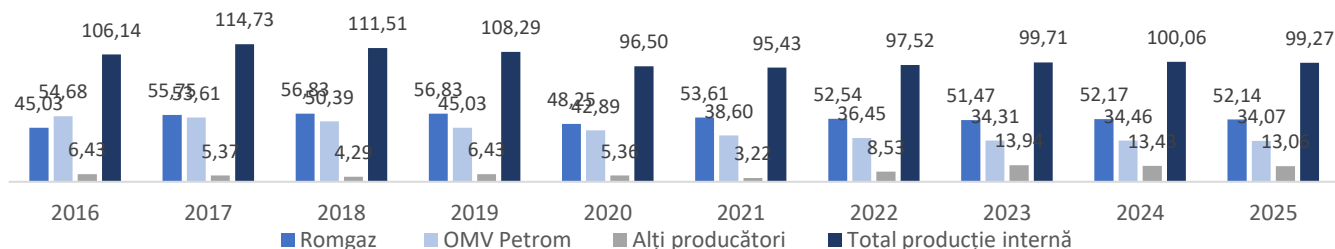
În următorii 3-4 ani, în România, se estimează o creștere a consumului de gaze naturale cu circa 10 miliarde metri cubi de gaze naturale, prin:

- **construirea centralei electrice de la Mintia cu o capacitate de producție de 1700 MWH și un consum de 2,5 miliarde metri cubi de gaze pe an. Termenul de punere în funcțiune înaintat de reprezentanții Mass Global este decembrie 2026;**
- **construcția celor două centrale în ciclu combinat de la Ișalnița și Turceni, din cadrul planului de restructurare al CEO, aprobat deja de Comisia Europeană, cu o producție de 1200 MWH și un consum de 1,5 miliarde metri cubi gaze naturale;**
- **finalizarea lucrărilor la Centrala de la Iernut, cu o capacitate de producție de 450 MWH și un consum de 1 miliard metri cubi gaze naturale;**
- **repornirea Combinatului de îngrășăminte Azomureș, care consumă anual 1,2 miliarde metri cubi gaze naturale;**
- **repornirea Combinatului chimic de la Piatra-Neamț, care consumă peste 0,8 miliarde metri cubi gaze naturale pe an;**
- **un consum adițional estimat de 3 miliarde metri cubi pe an va veni din partea localităților care se vor racorda la rețeaua de gaze naturale, unde autoritățile locale au pregătit deja proiecte de distribuție folosind instrumentele aflate la dispoziție: PNRR, Fondul de Modernizare, RepowerEU, sau Programele Guvernamentale, precum Anghel Saligny.**

5.2 Producția de gaze naturale

5.2.1 Istoric producție gaze naturale 2016–2025

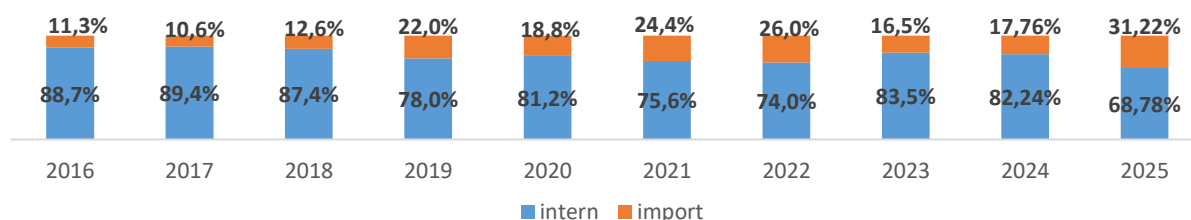
Producția internă de gaze naturale (TWh) în perioada 2016–2025 funcție de principalii producători, se prezintă astfel:



Grafic 7 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători în perioada 2016-2025 (TWh/an)

Sursa: Internă - Dispecerat

Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2016– 2025, se prezintă astfel:



Grafic 8 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2016-2025

Sursa: Raportări anuale ANRE pentru perioada 2015 –2024

Producția de gaze naturale a scăzut, în principal din cauza epuizării zăcămintelor mature onshore.

5.2.2 Prognoza producției interne de gaze naturale 2026-2035

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

1. Prognoze Strategia Energetică Națională 2025-2035 cu perspectiva anului 2050

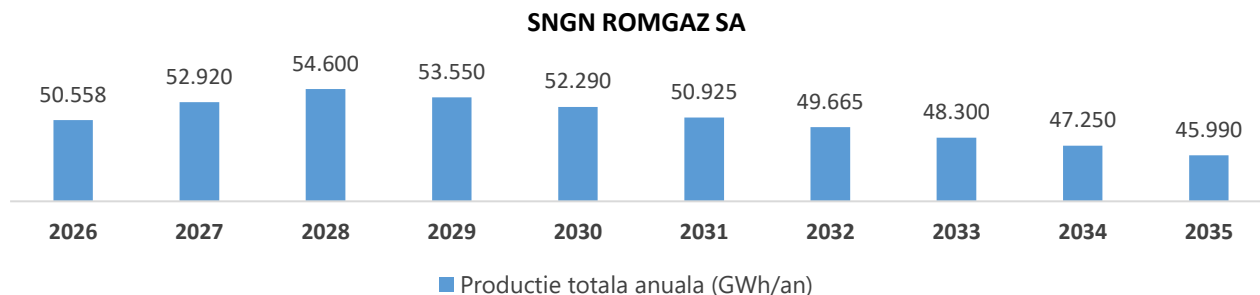
Conform prognozelor până în anul 2030 cu perspectiva anului 2050, producția de gaze naturale terestru este de așteptat să scadă, menținerea unui grad redus de dependență față de importuri fiind condiționată astfel de exploatarea rezervelor de gaz naturale descoperite în Marea Neagră.

Primele gaze naturale din proiectul Neptun Deep, gaz exploatat de OMV Petrom și Romgaz în Marea Neagră, vor fi extrase și transportate prin gazoductul Tuzla-Podișor începând din toamna anului 2027.

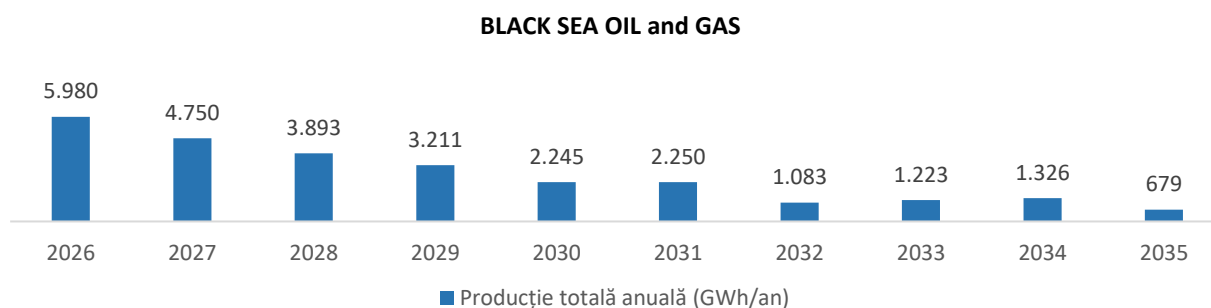
Volumele de gaze naturale anuale estimate sunt de aproximativ 8,16 mld.m³/an (87,6 TWh/an) (ce vor intra din perimetrul Neptun Deep în rețeaua națională de transport gaze naturale).

Capacitățile de energie electrică eficiente pe bază de gaze naturale au perspectiva unei poziționări competitive în mixul energetic, datorită emisiilor relativ reduse de GES și de noxe, precum și flexibilității și capacității lor de reglaj rapid. Ele sunt capabile să ofere servicii de sistem și rezervă pentru SRE intermitente.

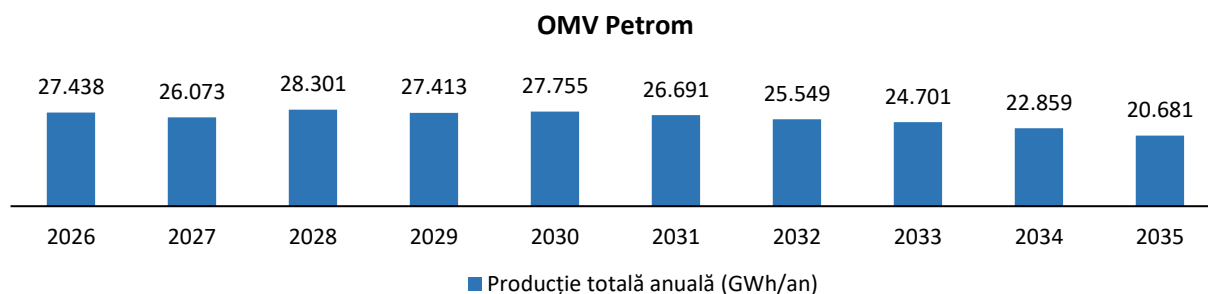
2. Proгноzele principalilor producători de gaze naturale pentru perioada 2026-2035



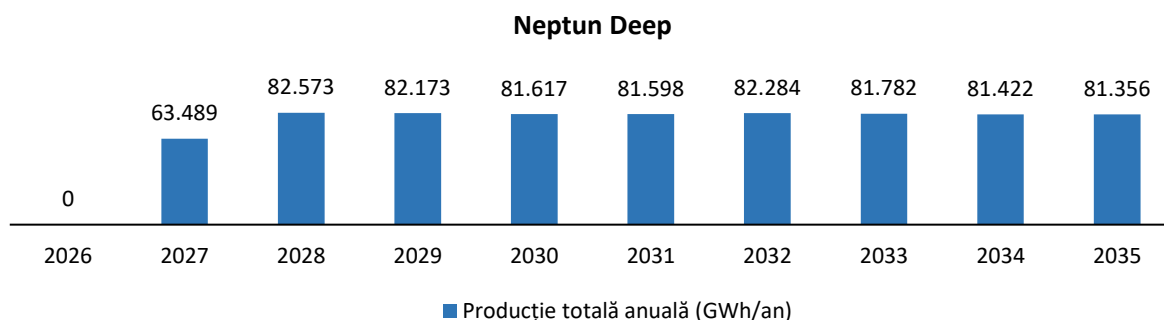
Grafic 9– Prognoza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2026–2035



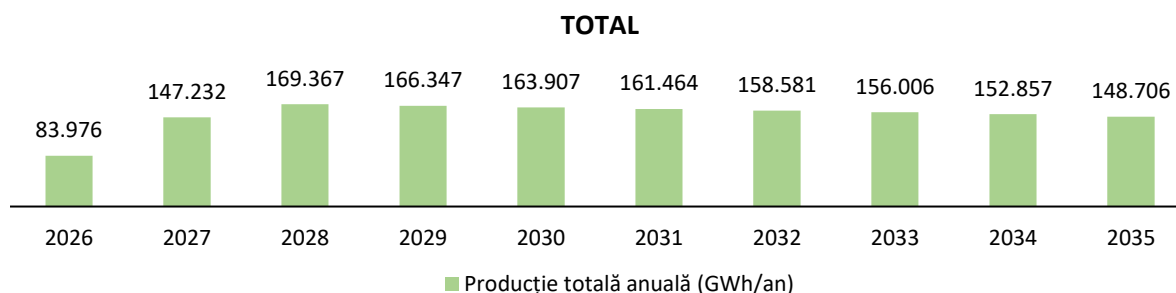
Grafic 10– Prognoza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2026–2035



Grafic 11– Prognoza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2026–2035



Grafic 12 – Prognoza producției de gaze naturale Neptun Deep în perioada 2026–2035



Grafic 13– Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2026–2035 conform producătorilor de gaze naturale

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

5.3. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale

5.3.1 Context actual al activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Sectorul sistemelor de înmagazinare are o mare importanță pentru Uniunea Europeană, pentru securitatea aprovizionării sale cu energie și pentru celelalte interese esențiale în materie de securitate ale Uniunii. În sensul Directivei 2008/114/CE a Consiliului, instalațiile de înmagazinare subterană a gazelor sunt considerate a fi infrastructură critică.

Reglementările europene actuale privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale sunt orientate către cooperarea dintre statele membre în scopul de a elabora și a conveni asupra unor măsuri comune de prevenire și răspuns la riscurile privind siguranța în aprovizionare și introduc principiul solidarității în vederea garantării aprovizionării cu gaze naturale a consumatorilor vulnerabili în situații de criză.

Obiectivul Comisiei Europene îl constituie asigurarea măsurilor necesare pentru a garanta continuitatea furnizării de gaze în întreaga Uniune Europeană, în special pentru clienții protejați, în caz de condiții climatice dificile sau de perturbare a furnizării de gaze.

Provocările legate de climă și de mediu, sunt responsabilitatea definitorie a generației noastre. Atmosfera se încălzește, iar clima se schimbă tot mai mult de la un an la altul.

Pactul ecologic european propune și prezintă o nouă strategie de creștere, care are drept scop transformarea UE într-o societate echitabilă și prosperă, cu o economie modernă, competitivă și eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, în care să nu existe emisii nete de gaze cu efect de seră în 2050 și în care creșterea economică să fie decuplată de utilizarea resurselor.

În acest context, găsirea unor noi modalități de înmagazinare a energiei, dezvoltarea și adaptarea la noile forme, mai puțin poluante, de producere a energiei este un deziderat european.

Utilizarea gazului metan va continua să joace un rol important în susținerea tranziției economiei UE de la combustibilul solid la energia verde (energie obținută din surse regenerabile). Cu toate acestea la nivelul UE, în vederea atingerii obiectivelor referitoare la climă până în 2050, metanul va trebui să aibă în compoziție biometan și metan sintetic.

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

Totodată, înmagazinarea subterană a gazelor naturale are rolul strategic de a asigura furnizarea de gaze naturale din depozitele de înmagazinare, în cazuri de forță majoră.

Activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este o activitate care poate fi desfășurată numai de operatori licențiați de către ANRE în acest scop, în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.

Începând cu ciclul de înmagazinare 2021 – 2022 activitatea de înmagazinare a fost dereglementată în conformitate cu angajamentele naționale privind liberalizarea pieței gazelor naturale.

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 33,864 TWh pe ciclu de înmagazinare, respectiv o capacitate de injecție de 267,750 GWh/zi și capacitate de extracție de 341,440 GWh/zi.

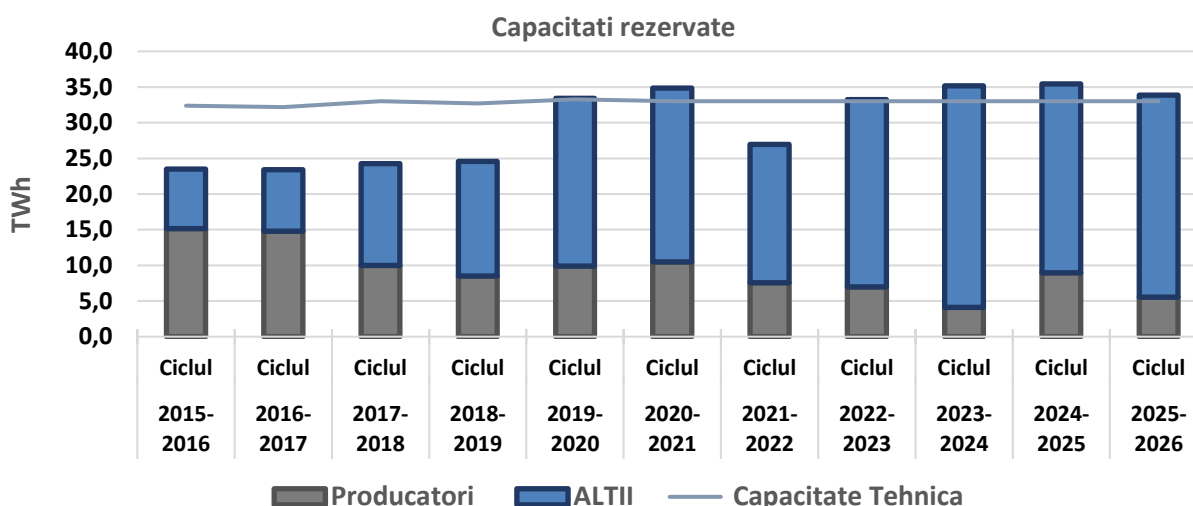
În prezent, pe piața de înmagazinare din România sunt activi doi operatori de sistem de înmagazinare:

- Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale **DEPOGAZ Ploiești SRL**, filiala a SNGN Romgaz SA Mediaș, care deține licență pentru operarea a 5 depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale, a căror capacitate activă cumulată este de 30,709 TWh pe ciclu respectiv 90,7% din capacitatea totală de înmagazinare și
- **Depomureș**, care operează depozitul de înmagazinare subterană a gazelor naturale Târgu Mureș, cu o capacitate activă de 3,155 TWh pe ciclu de înmagazinare care reprezintă 9,3% din capacitatea totală de înmagazinare.

Capacitatea depozitelor de înmagazinare subterană				
Depozit de înmagazinare subterană	Operator depozit	Capacitatea activă	Capacitatea de extracție	Capacitatea de injecție
		TWh/ciclu	GWh/zi	GWh/zi
Bălăceanca	Depogaz	0,535	12,840	10,700
Bilciurești	Depogaz	14,017	149,800	107,000
Ghercești	Depogaz	2,675	21,400	21,400
Sărmășel	Depogaz	9,630	80,250	69,550
Urziceni	Depogaz	3,852	48,150	32,100
Târgu Mureș	Depomureș	3,155	29,000	27,000
Total		33,864	341,440	267,750

Sursa: Raportări Depogaz și Depomureș

Sub aspectul istoricului de rezervare de capacitate, în perioada 2015 - 2026 situația este descrisă mai jos:



Grafic 14– Capacități rezervate în perioada 2015-2026

Sursa : Depogaz

La nivel național, statistic în ultimii 5 ani, raportul dintre volumul de gaze naturale înmagazinate și consumul anual se situează în jurul valorii de 24,95%, la jumătatea clasamentului valorilor practicate în Europa.

În perioada de iarnă raportul dintre cantitatea de gaze naturale provenite din înmagazinare și consumul zilnic de gaze naturale se situează, în medie, în jurul valorii de 46%.

5.3.2 Prognoze privind înmagazinarea subterană a gazelor naturale

Pentru a pune în practică prevederile Pactului ecologic european, comunicarea CE făcută către Parlamentul UE arată că „este necesară o regândire a politicilor în materie de aprovizionare cu energie curată în toate sectoarele economice și industriale, de-a lungul lanțului de producție și de consum, pentru proiectele de infrastructură de mare anvergură, în sectorul transporturilor, al alimentației și agriculturii, al construcțiilor, al fiscalității și al prestațiilor sociale”.

Comisia consideră că decarbonizarea susținută a sistemului energetic este crucială pentru atingerea obiectivelor climatice în 2030 și 2050. Producția și utilizarea energiei în diversele sectoare economice reprezintă peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră din UE. La nivel european eficiența energetică trebuie să constituie o prioritate. Trebuie dezvoltat un sector al energiei electrice care să se bazeze în mare măsură pe surse regenerabile, urmând ca acest demers să fie completat de eliminarea rapidă a cărbunelui și de decarbonizarea gazelor.

În contextul tranziției energetice, gazele naturale reprezintă o sursă de energie, care aduce o contribuție rapidă și eficientă, prin intermediul tehnologiilor disponibile și inovatoare, la valorificarea potențialului de eficiență energetică.

Aportul activității de înmagazinare la asigurarea cantităților de gaze naturale necesare consumului anual, în această perioadă de tranziție, poate fi mărit prin creșterea performanțelor tehnice ale depozitelor, obiectiv realizabil 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.

În concordanță cu Planul de acțiuni preventive privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale în România (aprobat prin HG 1077/2021), proiectele de investiții în înmagazinare promovate de SNGN Romgaz SA Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești SRL cuprind următoarele acțiuni:

- investiții în modernizări ale depozitelor de înmagazinare în scopul creșterii capacității de livrare zilnică a gazelor;
- creșterea flexibilității în utilizarea depozitelor de înmagazinare în ciclurile de injecție și extracție prin promovarea de soluții de operare alternativă.

6. SIGURANȚA ÎN APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE

Regulamentul (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017 privind siguranța în aprovizionarea cu gaze naturale prevede îndeplinirea mai multor obiective, printre care:

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

Pentru a răspunde cerințelor Regulamentului (UE) 2017/1938 din 25 octombrie 2017, Art. 5, Transgaz trebuie să demonstreze îndeplinirea tuturor măsurilor necesare pentru ca în cazul afectării "infrastructurii principale" de gaze naturale, capacitatea infrastructurii rămase, determinată în conformitate cu formula N-1, să aibă capacitatea de a satisface cererea de gaze naturale necesară zonei calculate pentru o zi cu cerere maximă de consum (cererea zilnică maximă de consum din ultimii 20 ani).

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

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

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

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. În cazul de față România - Sistemul Național de Transport al Gazelor Naturale (SNT).

Definiții privind cererea

„ D_{max} ”: cererea zilnică de gaze naturale (mil. m³/zi) din România pe parcursul unei zile cu cerere excepțional de mare, constatată statistic o dată la 20 de ani.

¹ În conformitate cu articolul 2 alineatul (1) punctul 19 din Regulamentul (UE) 2024 / 1789, „capacitate tehnică” înseamnă capacitatea fermă maximă care poate fi oferită utilizatorilor rețelei, luând în considerare integritatea sistemului și cerințele de exploatare ale operatorului de transport și de sistem sau, după caz, ale operatorului de distribuție, sau ale operatorului de rețea de hidrogen.

Definiții privind oferta

„ EP_m ”: capacitatea tehnică a punctelor de intrare (mil. m^3/zi), altele decât cele aferente instalațiilor de producție, instalațiilor GNL și de stocare, simbolizate prin P_m , LNG_m și S_m , înseamnă suma capacităților tehnice ale tuturor punctelor de intrare de la frontieră capabile să furnizeze gaze către România;

„ P_m ”: capacitatea tehnică maximă de producție (mil. m^3/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de producție ale tuturor instalațiilor de producție a gazelor, care pot fi furnizate la punctele de intrare din România;

„ S_m ”: capacitatea tehnică maximă de extracție (mil. m^3/zi) înseamnă suma capacităților tehnice zilnice maxime de extracție din toate instalațiile de stocare, 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. m^3/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. m^3/zi), cu cea mai mare capacitate de furnizare în România. În cazul în care mai multe infrastructuri de gaze sunt conectate la aceeași infrastructură de gaze din amonte sau din aval și nu pot fi operate separat, acestea sunt considerate o singură infrastructură de gaze.

Rezultatul formulei N-1 calculat pentru teritoriul României la nivelul anului 2025 este următorul:

$$N - 1[\%] = \frac{45,2 + 24,3 + 32 + 0 - 18,8}{72} \times 100$$

$$N - 1[\%] = 114,9\%$$

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

Explicații privind valorile utilizate

a) Termeni privind cererea:

Termeni privind cererea [mil. Sm^3/zi]		Explicații
D_{max}	72,0	La începutul anului 2025 consumul maxim asigurat prin SNT a fost de 53,8 Mil Sm^3/zi în ziua gazieră 18.02.2025, inferior consumului de vârf constat statistic o dată la 20 de ani

b) Termeni privind oferta (de capacitate):

Termeni privind oferta [mil. Sm ³ /zi]		Explicații
EP_m	45,2	Capacitatea totală a punctelor de import (Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu, Ungheni).
P_m	24,3	Producția internă de gaze intrată în SNT.
S_m	32	Suma debitelor maxime potențiale a fi extrase din fiecare depozit de înmagazinare, în condiții de încărcare 100%
LNG_m	0	Nu există terminale GNL.
I_m	18,8	Capacitatea de import în Isaccea 1 (din Ucraina).

Pentru termenul P_m a fost luat în considerare potențialul de producție și nu capacitatea tehnică (61,8 mil. Sm³/zi la 31.12.2025). 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-au considerat debitele potențial maxime ce pot fi extrase din cele 6 depozite de înmagazinare subterană din România, în condiții de încărcare 100%.

	Capacitate tehnică comercială (mil. Sm ³ /zi)	Debit potențial maxim (mil. Sm ³ /zi)
Depogaz Ploiești SRL.	32,7	29,2
Depomureș S.A. Tg. Mureș	3,0	2,8
Total	35,7	32,0
<i>Debit maxim zilnic extras simultan din toate depozitele 14.01.2025</i>	25,8	-

La determinarea valorii termenului EP_m au fost avute în vedere punctele de intrare Isaccea 1, Negru Vodă 1, Csanadpalota, Ruse-Giurgiu și Ungheni, după cum urmează:

Puncte de intrare	Capacitate punct (mil.Sm ³ /zi)
Punct intrare Isaccea 1	18,8
Punct intrare Negru Vodă 1	14,5
Punct intrare Csanadpalota	7,4
Punct intrare Ruse-Giurgiu	2,5
Punct de intrare Ungheni	2,0
Total	45,2

Tabel 2 - 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 cererea:

„ D_{eff} ” înseamnă partea (în milioane de m³ pe zi) din D_{max} care, în cazul unei perturbări a furnizării de gaze, poate fi acoperită într-o măsură suficientă și în timp util prin măsuri de piață axate pe cerere, în conformitate cu articolul 9 alineatul (1) litera (c) și cu articolul 5 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2017 /1938 din 25 octombrie 2017 privind măsurile de garantare a siguranței furnizării de gaze.

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;
- calculul oficial al formulei N-1 este apanajul exclusiv al Autorității Competente desemnate să aplice Regulamentul (UE) 2017 /1938 din 25 octombrie 2017 privind măsurile de garantare a siguranței furnizării de gaze.

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

AN	N-1
2026	129,1
2027	168,3
2028	179,3
2029	160,3
2030	164,3
2031	163,5
2032	165,1
2033	164,1
2034	163,2
2035	162,2

Tabel 3 – Prognoze valoare N-1 pe perioada 2026-2035

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

I. 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.

În indentificarea proiectelor necesar a fi dezvoltate în Sistemul Național de Transport (SNT) 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 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 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**” 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.

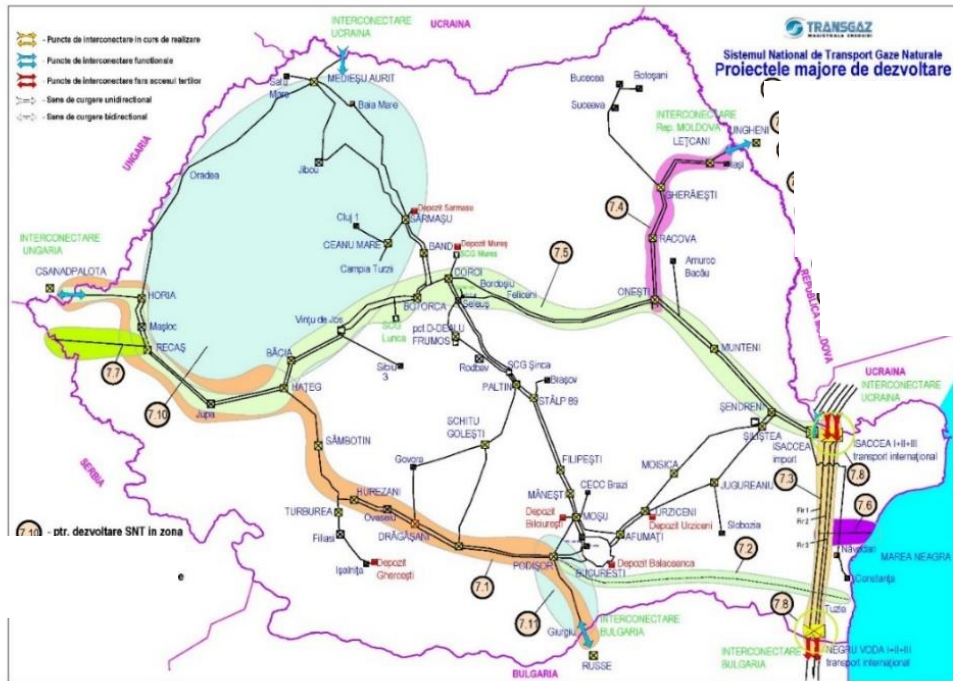



Figura 5 - Harta culoarelor aferente proiectelor majore din SNT

7.1 Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă

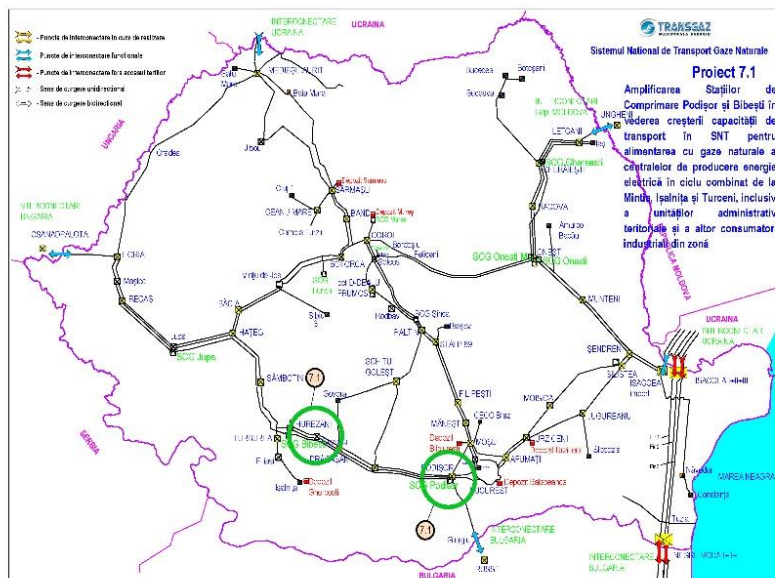
Numele proiectului:	<i>Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă</i>
Numărul proiectului:	7.1
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	Amplificarea stațiilor de comprimare de la Podișor și de la Bibești va asigura o aprovizionare constantă cu gaze naturale pentru centralele de la Mintia, Ișalnița și Turceni, dar și pentru alte unități industriale și Unități Administrativ Teritoriale, sporind astfel fiabilitatea sistemului energetic al regiunii. Proiectul va asigura creșterea capacităților și presiunii gazelor naturale pentru a asigura un flux constant și stabil către consumatorii industriali și centralele electrice, totodată acesta va sprijini dezvoltarea industrială a regiunii, contribuind la stabilitatea energetică și la creșterea competitivității industriale.

Totodată prin realizarea investiției de amplificare a Stației de Comprimare Podișor (STC Podișor) și Stației de Comprimare Bibești (STC Bibești), se urmărește nu doar îmbunătățirea capacităților de transport și asigurarea unui sistem energetic mai sigur și eficient, dar și sprijinirea tranziției către o energie mai curată, promovarea dezvoltării economice și consolidarea interconectivității regionale. Aceste obiective generale sunt fundamentale pentru a sprijini creșterea sustenabilă și pentru a răspunde cerințelor pieței energetice în continuă schimbare.

Descrierea proiectului:

Proiectul "Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă"

presupune amplificarea Stațiilor de Comprimare Gaze (SCG) Podișor și Bibești existente, prin montarea, în fiecare dintre acestea a unei unități de comprimare nouă, precum și a unui sistem de filtrare-separare a gazelor și a unui sistem de răcire a gazelor comprimate, în vederea creșterii capacităților de transport în SNT pentru



alimentarea cu gaze naturale a centralei de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia precum și a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Ișalnița și Turceni, inclusiv a consumatorilor din zona acestora. Nu sunt necesare suprafețe de teren suplimentare față de incinta existentă a STC Podișor și STC Bibești, toate lucrările se vor realiza în interiorul stației.

Justificarea proiectului:

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—și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.

Conectarea cu alte proiecte:

-

Date economice:

Valoarea estimată a proiectului este de **55,54 milioane Euro**

Impactul asupra capacității transfrontaliere:

-

Faza proiectului:

Studiul de Prefezabilitate este finalizat.

TYNDP: -


PCI status: -

Proiectul de investiție a fost declarat proiect de importanță națională în domeniul gazelor naturale prin HG 759/18.09.2025

Modificările proiectului:

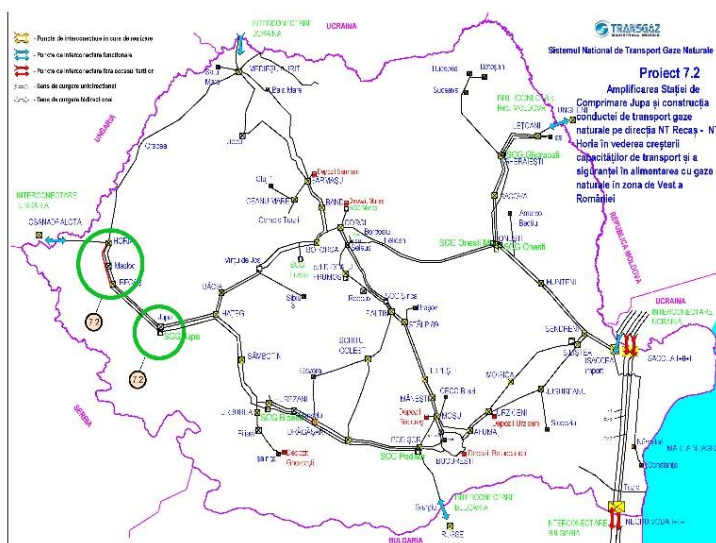
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-						2026	2027
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-						55,54	55,54

7.2 Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României

Numele proiectului:	<i>Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României</i>
Numărul proiectului:	7.2
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	<p>Amplificarea stației de comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia va asigura vehicularea volumelor suplimentare și presiunilor necesare în sistem pentru alimentarea consumatorilor și echilibrarea sistemului de transport al gazelor naturale din zona de Vest a țării, creșterea siguranței pentru transportul gazelor naturale spre piețele Central Europene și posibilitate de dezvoltare ulterioară a rețelei de transport/alimentare cu gaze naturale în regiune.</p> <p>Totodată prin realizarea investiției de amplificare a Stației de Comprimare Jupa (STC Jupa) și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș– NT Horia, se urmărește nu doar îmbunătățirea capacităților de transport și asigurarea unui sistem energetic mai sigur și eficient, dar și sprijinirea tranziției către o energie mai curată, promovarea dezvoltării economice și consolidarea interconectivității regionale.</p> <p>Aceste obiective generale sunt fundamentale pentru a sprijini creșterea sustenabilă și pentru a răspunde cerințelor pieței energetice în continuă schimbare.</p>

Descrierea proiectului:

Proiectul "Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României" presupune amplificarea Stației de Comprimare Gaze (SCG) Jupa existentă, prin montarea unei unități de comprimare nouă, precum și a unui sistem de filtrare-separare a gazelor și a unui sistem de răcire a gazelor comprimate, precum și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia, în vederea asigurării creșterii capacităților de transport precum și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a țării.



Nu sunt necesare suprafețe de teren suplimentare față de incinta existentă a STC Jupa, toate lucrările se vor realiza în interiorul stației.

Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.
Conectarea cu alte proiecte:	-
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 100,21 milioane Euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	-
Faza proiectului:	Studiul de Prefezabilitate este finalizat.
TYNDP: -	PCI status: -

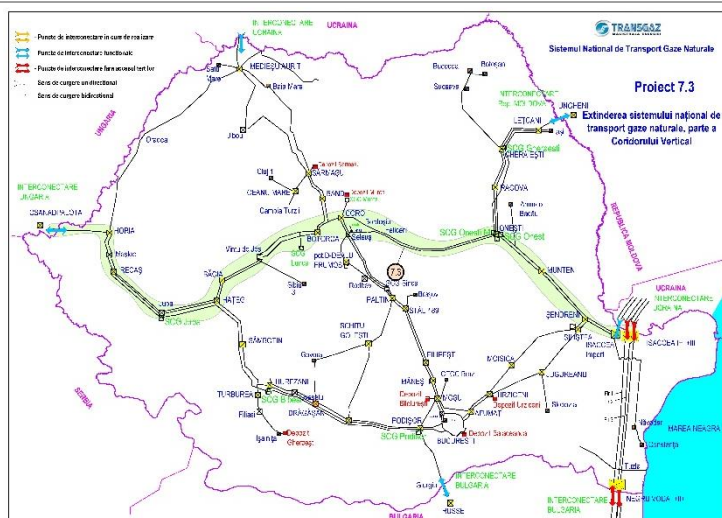
Proiectul de investiție a fost declarat proiect de importanță națională în domeniul gazelor naturale prin HG 760/18.09.2025

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-						2027	2027
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-						100,21	100,21

7.3 Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical

Numele proiectului:	<i>Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical</i>	
Numărul proiectului:	7.3	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA	
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport	
Termen estimat de finalizare	2029	
Obiectivul Proiectului:	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	
Descrierea proiectului:	<p>Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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. 66-82,5 MW; ▪ creșterea capacități de transport gaze naturale spre Ungaria. 	
Justificarea proiectului:	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	
Conectarea cu alte proiecte:	Coridorul Vertical	
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 800 milioane Euro	
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creștere capacitate pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical.	
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate actualizat.	
TYNDP:	TRA-N-959	PCI status: NU



Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	2023	2023	2025	2025	2027	2028-2029	2029
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	530	530	530	530	530	855	800

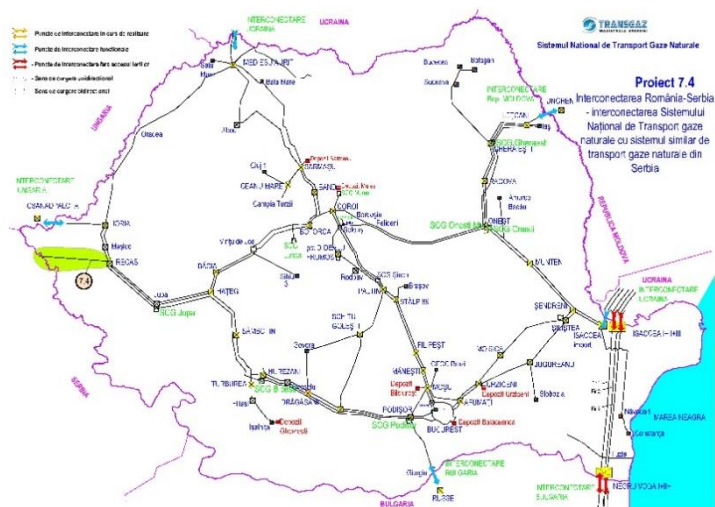
7.4 Interconectarea România–Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia

Numele proiectului:	<i>Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică. Etapa I: Conducta Petrovaselo – Comloșu Mare; Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare</i>
Numărul proiectului:	7.4
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Creșterea securității aprovizionării cu gaze, integrarea pieței de gaze
Termen estimat de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune

Descrierea proiectului:


Proiectul va consta în:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale 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, PN 63 bar;
 - capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (185.000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).



Justificarea proiectului:	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.							
Conectarea cu alte proiecte:	BRUA							
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 86,8 milioane Euro							
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (185.000 Smc/h), atât pe direcția România-Serbia cât și pe direcția Serbia-România.							
Faza proiectului:	Proiect tehnic - finalizat							
TYNDP: TRA-A-1268								PCI status: NU
Modificările proiectului:								
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	2026	2020	2021	2021	2028	2028	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	43	42,4	53,76	56,21	56,21	86,8	86,8

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

Numele proiectului:	<i>Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României</i>
Numărul proiectului:	7.5
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune
Termen estimat de finalizare	2029 pentru Etapa 1 2031 pentru Etapa 2 2033 pentru Etapa 3
Obiectivul Proiectului:	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.
Descrierea proiectului:	Având în vedere anvergura acestui proiect, se propune implementarea acestuia etapizat, după cum urmează:

Etapa 1:

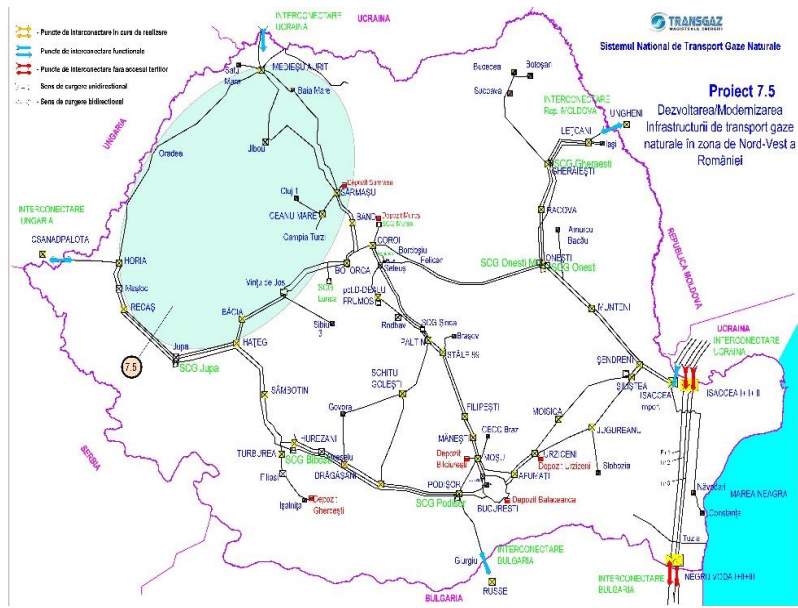
- construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Borș.

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.



Justificarea proiectului:

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.

Conectarea cu alte proiecte:

-

Date economice:

Valoarea estimată a proiectului este de **405 milioane Euro**

Impactul asupra capacității transfrontaliere:

-

Faza proiectului:

Studiul de Prefezabilitate este finalizat.

TYNDP: TRA-N-598

PCI status: -

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2026	2026	2026	2028	2033
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	405	405	405	405	405

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

Numele proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse
Numărul proiectului:	7.6
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Asigurarea securității energetice Diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2029
Obiectivul Proiectului:	În conformitate cu prevederile Memorandumului 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.
Descrierea proiectului:	<p>În funcție de capacitate, proiectul constă în:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ construirea unei conducte noi de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente; ▪ construirea unei noi subtraversări la Dunăre; ▪ amplificare SMG Giurgiu. <p>În cadrul Studiului de Prefezabilitate s-au considerat mai multe variante de dezvoltare pentru o creștere a capacității de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an.</p>
Justificarea proiectului:	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 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.
Conectarea cu alte proiecte:	BRUA
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 51,8 milioane Euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creștere capacitate spre Bulgaria de la 1,5 mld mc/an la 5 mld mc/an.
Faza proiectului:	Studiul de Prefezabilitate - finalizat.

TYNDP:

PCI status:-

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2027	2027	2027	2027	2029
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8

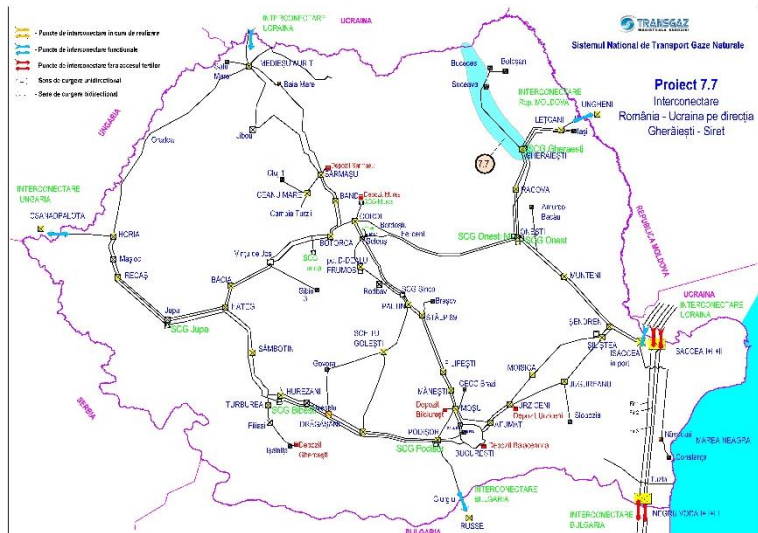
7.7 Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret

Numele proiectului:	<i>Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret</i>
Numărul proiectului:	7.7
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Asigurarea securității energetice Diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2032
Obiectivul Proiectului:	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 Gherăiești-Siret.

Descrierea proiectului:


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

- construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 130 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăiești-Siret;
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră;
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăiești, dacă este cazul.
- alte dezvoltări în SNT care sunt necesare pentru asigurarea capacităților spre Ucraina



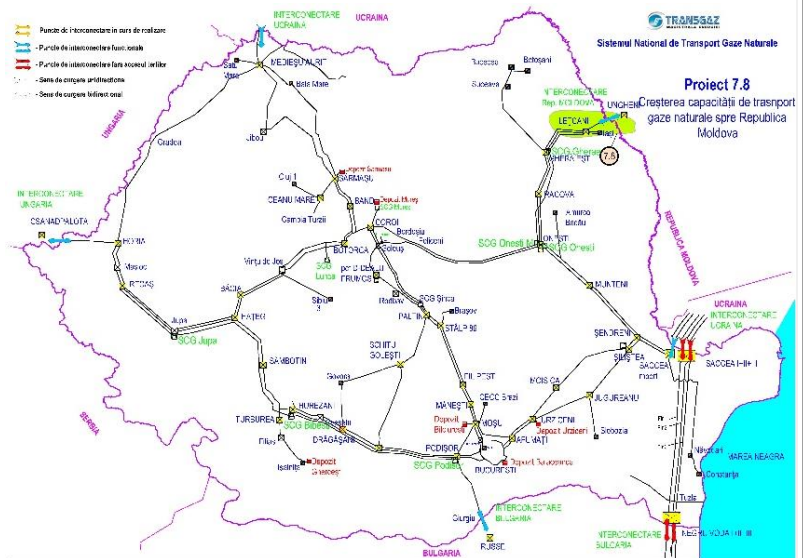
Justificarea proiectului:	Prin Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, Transgaz și-a propus creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua de gaze naturale europeană.																											
Conectarea cu alte proiecte:	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																											
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 450 milioane Euro																											
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul creează o nouă capacitate transfrontalieră cu Ucraina în zona localității Siret.																											
Faza proiectului:	Actualizare SPF																											
TYNDP:	PCI status:-																											
Modificările proiectului:																												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2032</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>450</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare	-	-	-					2032	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-					450
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																				
Termenul estimat de finalizare	-	-	-					2032																				
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-					450																				

7.8 Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova

Numele proiectului:	<i>Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova</i>
Numărul proiectului:	7.8
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Asigurarea securității energetice Diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2032
Obiectivul Proiectului:	Creșterea capacităților de transport gaze naturale spre Republica Moldova

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în realizarea unei noi interconectări cu Republica Moldova prin care să fie crescută capacitatea de transport gaze naturale.



Justificarea proiectului:	În vederea acoperirii consumului de gaze naturale din Republica Moldova este necesară realizarea unor investiții care să faciliteze creșterea capacității existente de transport gaze naturale din România spre Republica Moldova.
Conectarea cu alte proiecte:	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
Date economice:	Valoarea estimată a proiectului este de 26,4 milioane Euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Creștere capacitate transfrontalieră spre Republica Moldova
Faza proiectului:	Concept
TYNDP:	PCI status:-
Modificările proiectului: - proiect nou	

7.9 Eastring-România

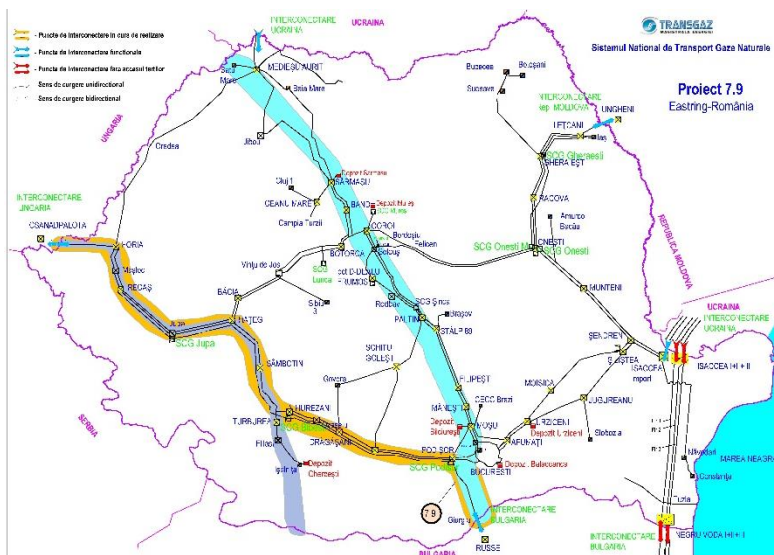
Numele proiectului:	Eastring-România
Numărul proiectului:	7.9
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport și asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale în întreaga regiune
Termen estimat de finalizare	2029 pentru Faza 1 2033 pentru Faza 2
Obiectivul Proiectului:	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.

Descrierea proiectului:

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.

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.



Justificarea proiectului:

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.

Conectarea cu alte proiecte:

Conectează Slovacia cu granița externă a UE prin Bulgaria, Ungaria și România.

Date tehnice:

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.

Date economice:

- 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).

Impactul asupra capacității transfrontaliere:

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

Faza proiectului:

Studiul de fezabilitate - finalizat


TYNDP: TRA-A-655

PCI status: DA – lista V

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2028	2029	2030	2033	2033
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	1.654	1.654	1.654	1.654	1.654


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

Numele proiectului:	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale
Numărul proiectului:	7.10
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Implementare rețea inteligentă pentru monitorizare și control de la distanță.
Termen estimat de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	<p>Reducerea coroziunii conductelor, menținerea acestora în funcțiune pe o durată cât mai lungă de timp și reducerea costurilor cu mentenanța fiind un obiectiv de interes major.</p> <p>Implementarea sistemului de achiziție, comandă și monitorizare pentru sistemul de protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Prin datele achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor cu cheltuieli de mentenanță scăzute.</p>
Descrierea proiectului:	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Implementarea unui astfel de sistem va reduce costurile cu personalul și va specializa personalul de operare și mentenanță.</p>
Justificarea proiectului:	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. Concomitent sistemul va oferi informații legate de electrosecuritatea conductei, cât și pentru protecția catodică intrinsecă, oferind informații în unele puncte sau tronsoane pentru redresare limitativă a curenților de dispersie în curent alternativ induși în conductă.
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 17,7 mil euro
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate - finalizat
TYNDP: -	PCI status:-

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2023	2023	2027	2027	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	8	8	17,7	17,7	17,7

7.11 Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

Numele proiectului:	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale
Numărul proiectului:	7.11
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Implementare rețea inteligentă pentru monitorizare și control de la distanță.
Termen estimat de finalizare	Etapa 1 - Modernizare infrastructurii centrale hardware și software - servere și stații operator SCADA: 2025 (finalizată) Etapa 2 - Echiparea SRM-urilor noi pentru monitorizare prin SCADA: 2028 Etapa 3 - Execuția unor proiecte de interconectare, control și monitorizare cu alte sisteme SCADA TRANSGAZ: 2026
Obiectivul Proiectului:	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:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ analiza posibilităților de optimizare a arhitecturii sistemului SCADA; ▪ înlocuirea/upgradarea, 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 transmiției, 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 dispeccer de urgență, în cazul în care studiul referitor la oportunitatea și necesitatea existenței unui dispeccer de urgență reclamă acest lucru, instruirea personalului operator/tehnici/de mentenanță SCADA pentru utilizarea noilor tehnici și politici de securitate implementate.

Pentru implementarea proiectului "Dezvoltarea Sistemului SCADA TRANSGAZ pentru Sistemul Național de Transport", luând în considerare concluziile studiului de fezabilitate s-a propus dezvoltarea proiectului pe etape:

Etapa 1 - Modernizare infrastructurii centrale hardware și software - servere și stații operator SCADA.

Etapa 2 - Echiparea SRM-urilor noi pentru monitorizare prin SCADA.

Etapa 3 - Execuția unor proiecte de interconectare, control și monitorizare cu alte sisteme SCADA TRANSGAZ.

Justificarea proiectului:	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.
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 5,5 milioane euro
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate – finalizat. Etapa 1- finalizată Etapa 2 – în execuție Etapa 3 - în execuție
TYNDP:	PCI status: -

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	2023	2023	2025	2026	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5

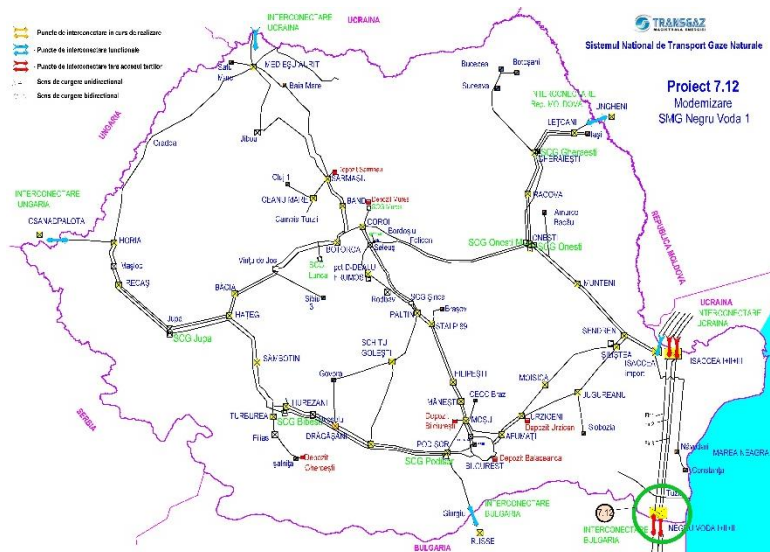
7.12 Modernizare SMG Negru Vodă 1

Numele proiectului:	Modernizare SMG Negru Vodă 1
Numărul proiectului:	7.12
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Asigurarea aprovizionării, Securitate energetică
Termen estimat de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	Prin realizarea investiției se urmărește Modernizarea SMG Negru Vodă 1 și astfel se creează condiții de interoperabilitate a rețelelor de transport transfrontalier al gazelor și măsurarea în cadru optim de calitate și rigurozitate agreat cu operatorul de transport gaze adiacent, precum și atingerea obiectivului de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale stipulate în Regulamentul European nr.994/2010 și totodată respectarea regulamentului European 703/2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date în ceea ce privește cerințele de control al fluxului de gaze și măsurarea gazelor la condițiile de referință conform setului comun de unități de măsurare; În plus se realizează reducerea incertitudinii de măsurare a cantităților de gaze naturale, vehiculate prin stația de măsurare gaze nou proiectată.

Descrierea proiectului:

Proiectul "Modernizare Stație de Măsurare Gaze Naturale SMG Negru Vodă 1" constă în modernizarea Stației de Măsurare existentă și presupune:

- pregătirea amplasamentului în vederea realizării lucrărilor inclusiv realizarea căii de acces la obiectivul proiectat
- realizarea racordului DN800 către instalațiile tehnologice din componența SMG Negru Vodă 1, modernizat
- realizarea și adaptarea la teren a instalațiilor tehnologice din componența SMG Negru Vodă 1, modernizat, inclusiv a conductelor de legătură dintre modulele componente ale instalației tehnologice proiectate, respective modulul de separare/filtrare și modulul de măsurare
- realizarea racordului de ieșire DN800 din instalațiile proiectate către conducta de transport gaze naturale T1
- realizarea de lucrări de execuție în vederea asigurării utilităților necesare funcționării în condiții de deplină siguranță a SMG Negru Vodă 1, modernizat (alimentare cu energie electrică, instalații de iluminat exterior/interior, instalații de legare la pământ, instalații de protecție împotriva descărcărilor electrice, instalații de automatizare, instalații de transmitere la distanță a datelor, alimentare cu apă, canalizare etc.)



- realizarea de lucrări de execuție, necesare exploatării în viitor în condiții de deplină siguranță a SMG Negru Vodă 1, modernizat (amplasarea într-o hală metalică a instalației de măsurare, etc.)	
Justificarea proiectului:	<p>Componenta mijloacelor de măsurare a gazelor naturale vehiculate prin stația de măsurare SMG Negru Vodă 1 au fost stabilite prin intermediul Condițiilor Tehnice privind exploatarea conductelor de transport internațional și a stațiilor de măsurare, încheiate cu partenerii bulgari ai SNTGN TRANSGAZ SA.</p> <p>Prin intermediul acestor condiții tehnice, s-a stabilit că în cazul în care vor exista sisteme de măsurare mai performante, părțile implicate, pot conveni la înlocuirea sistemelor existente, din stațiile de măsurare, cu altele noi, mai performante.</p> <p>Prin Acordul de Interconectare nr. 240/2016 încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și BULGARTRANSGAZ pentru PI Negru Vodă 1, părțile au stabilit sarcinile și obligațiile de interconectare astfel încât sistemele de transport interconectate să opereze într-un mod sigur și eficient. În acest sens, părțile au convenit asupra necesității de modernizare a sistemului de măsurare la SMG Negru Vodă 1, soluția tehnică bazându-se pe măsurarea ultrasonică. Deoarece instalațiile și echipamentele actuale nu permit reconfigurarea SMG Negru Vodă 1, existent, pentru asigurarea curgerii bidirecționale a gazelor și controlul/reglarea debitului vehiculat prin stație, s-a evidențiat necesitatea realizării unor lucrări de investiții în vederea înlocuirii instalațiilor componente ale SMG Negru Vodă 1 și conformarea la standardele de referință și calitate măsurare în vigoare.</p>
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 12,77 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Nu se dezvoltă capacitate suplimentară.
Faza proiectului:	Proiect tehnic
TYNDP:	PCI status: -
Modificările proiectului: - proiect nou	

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

Numele proiectului:	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	
Numărul proiectului:	7.13	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA	
Tipul proiectului:	Asigurarea aprovizionării, Securitate energetică	
Termen estimat de finalizare	<p>2028</p> <p><i>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).</i></p>	

Obiectivul Proiectului:

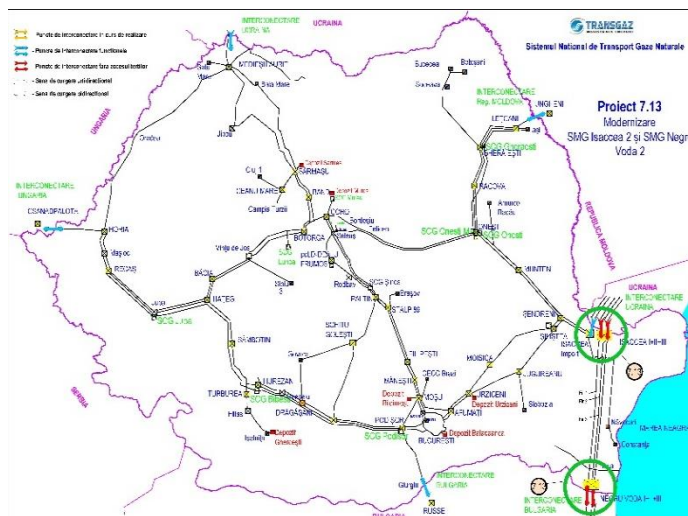
Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2 este necesară modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2.

Descrierea proiectului:

Stația de Măsurare Isaccea 2 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.



Stația de Măsurare Negru Vodă 2 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.

Etapa 1: Crearea posibilitatii de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T2 la SMG Isaccea 2 respectiv crearea posibilității de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T2 la SMG Negru Vodă 2 – finalizată.

Etapa 2: Urmează înlocuirea/modernizarea sistemelor de măsură la SMG Isaccea 2 respectiv SMG Negru Vodă 2. Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conducta T2.

Justificarea proiectului:	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 26,65 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Nu se dezvoltă capacitate suplimentară.
Faza proiectului:	Etapa 1 – finalizată Etapa 2 – cercetare de piață

TYNDP: TRA-N-602.

PCI status: -

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	2024	2024	2028	2028

Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	26,65	26,65	26,65	26,65
---	---	---	---	---	-------	-------	-------	-------

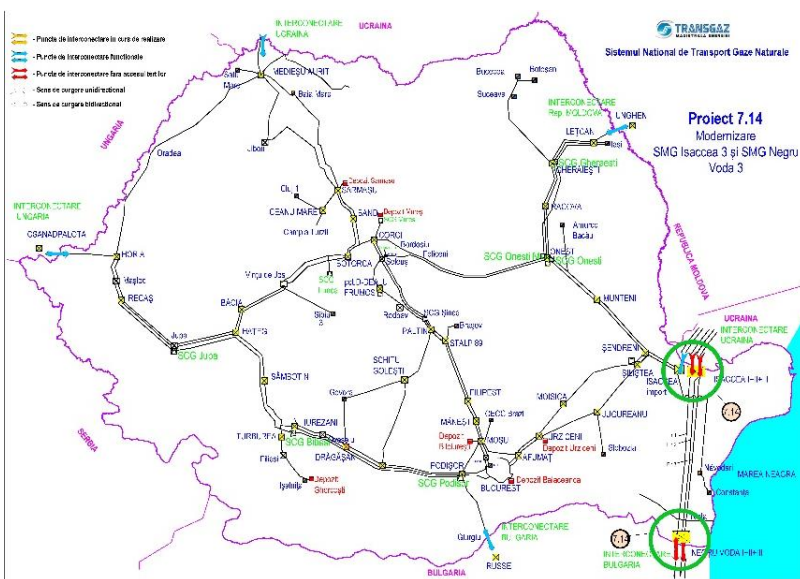
7.14 Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

Numele proiectului:	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3
Numărul proiectului:	7.14
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Asigurarea aprovizionării, Securitate energetică
Termen estimat de finalizare	2028 <i>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).</i>
Obiectivul Proiectului:	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalcanic

Descrierea proiectului:

Stația de Măsurare Isaccea 3 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.



Stația de Măsurare Negru Vodă 3 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.

Etapa 1: Crearea posibilitatii de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T3 la SMG Isaccea 3 respectiv crearea posibilității de curgere bidirecțională a gazelor naturale pe T3 la SMG Negru Vodă 3 – finalizată.

Etapa 2: Urmează înlocuirea/modernizarea sistemelor de măsură la SMG Isaccea 3 respectiv SMG Negru Vodă 3. Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conducta T3.

Justificarea proiectului:	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T3, parte din coridorul Transbalcanic
Date economice:	Valoarea estimată a investiției 26,65 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Nu se dezvoltă capacitate suplimentară.
Faza proiectului:	Etapa 1 – finalizată Etapa 2 – cercetare de piață
TYNDP: -	PCI status: -

Modificările proiectului:

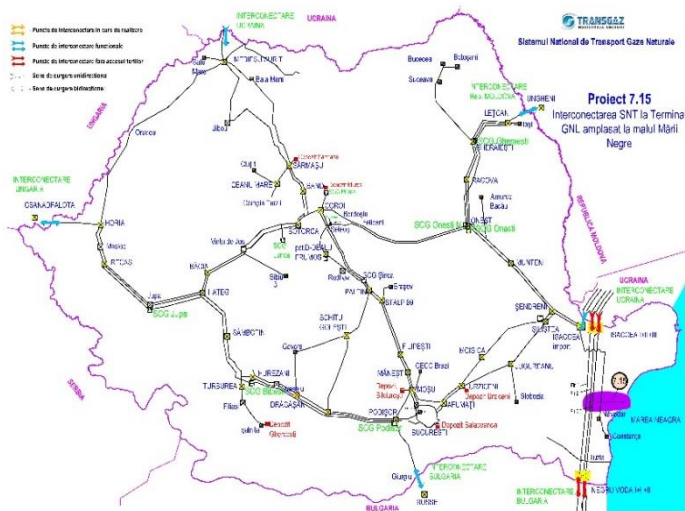
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	2028	2028	2028	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	26,65	26,65	26,65	26,65

7.15 Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Numele proiectului:	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Numărul proiectului:	7.15
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Securitatea alimentării cu gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2030
Obiectivul Proiectului:	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul 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.



Justificarea proiectului:

Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă

Conectarea cu alte proiecte:

Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.

Date economice:

Valoarea estimată a investiției **19,6 milioane euro**

Impactul asupra capacității transfrontaliere:

Proiectul nu are impact asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.

Faza proiectului:

Proiectul se află într-o fază incipientă.

TYNDP: -

PCI status: -

Modificările proiectului

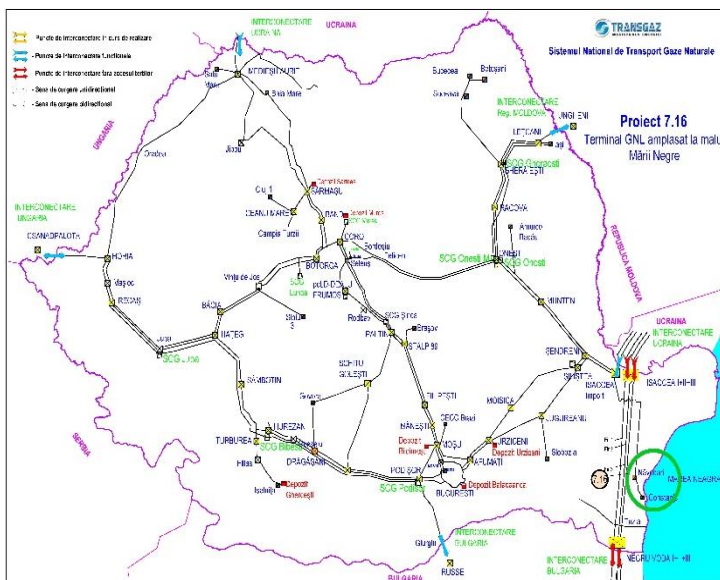
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	2028	2028	2028	2030
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	19,6	19,6	19,6	19,6

7.16 Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Numele proiectului:	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre
Numărul proiectului:	7.16
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Securitatea alimentării cu gaze naturale
Termen estimat de finalizare	2030
Obiectivul Proiectului:	Realizarea unui terminal GNL amplasat la țărmul Mării Negre

Descrierea proiectului:

Pentru diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale s-a identificat oportunitatea realizării unui terminal LNG la țărmul Mării Negre cu toate facilitățile aferente pentru a putea prelua cantitățile de LNG din zona Mării Caspice și din Orientul Mijlociu. Tipul terminalului și facilitățile aferente acestuia, împreună cu capacitatea acestuia se vor stabili în etapele de proiectare în funcție de nivelul cererii de gaze naturale rezultat în urma parcurgerii procedurilor de rezervare de capacitate.



Justificarea proiectului:	Implementarea Proiectului are drept rezultat diversificarea resurselor de aprovizionare cu gaze naturale
Conectarea cu alte proiecte:	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.
Date economice:	360 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă

TYNDP:	PCI status:
---------------	--------------------

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare	-	-	-	-	-	-	2028	2030
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)	-	-	-	-	-	-	360	360

7.17 Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni

Numele proiectului:	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni
Numărul proiectului:	7.17
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune
Termen estimat de finalizare	2031

Obiectivul Proiectului:	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale între Isaccea și Șendreni, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente pe culoarul Central în vederea preluării unor capacități suplimentare din Coridorul Transbalcanic și direcționarea acestora în SNT.
Descrierea proiectului: Proiectul constă în realizarea unei conducte noi de transport gaze naturale între Isaccea și Șendreni pe culoarul conductelor existente.	
Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.
Conectarea cu alte proiecte:	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical
Date economice:	97,5 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact direct asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale și la crearea unor capacități în SNT pentru proiectele cu impact asupra capacităților transfrontaliere.
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă
TYNDP:	PCI status:
Modificările proiectului: PROIECT NOU	

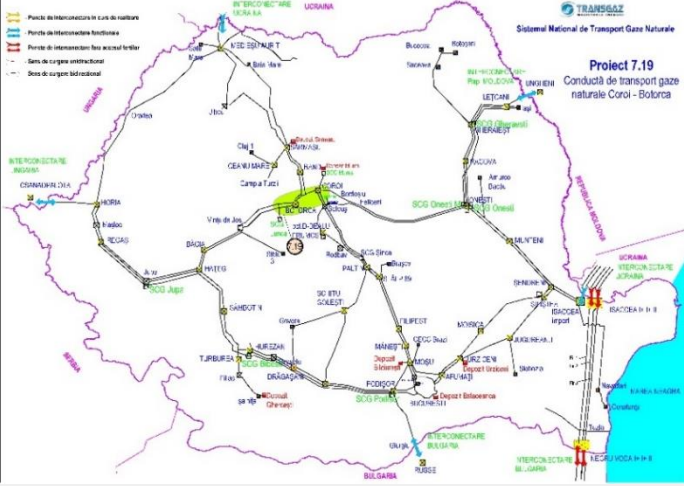
7.18 Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi

Numele proiectului:	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi
Numărul proiectului:	7.18
Titularul proiectului:	<p style="text-align: center;">SNTGN Transgaz SA</p>
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune
Termen estimat de finalizare	2029

Obiectivul Proiectului:	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale între Onești și Coroi, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente pe culoarul Central în vederea preluării unor capacități suplimentare dispre Coridorul Transbalcanic și direcționarea acestora în SNT.
Descrierea proiectului: <p>Proiectul constă în realizarea unei conducte noi de transport gaze naturale între Onești și Coroi, pe culoarul conductelor existente și dezafectarea conductei existente DN700.</p>	
Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.
Conectarea cu alte proiecte:	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical
Date economice:	371 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact direct asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale și la crearea unor capacități în SNT pentru proiectele cu impact asupra capacităților transfrontaliere.
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă
TYNDP:	PCI status:
Modificările proiectului: PROIECT NOU	

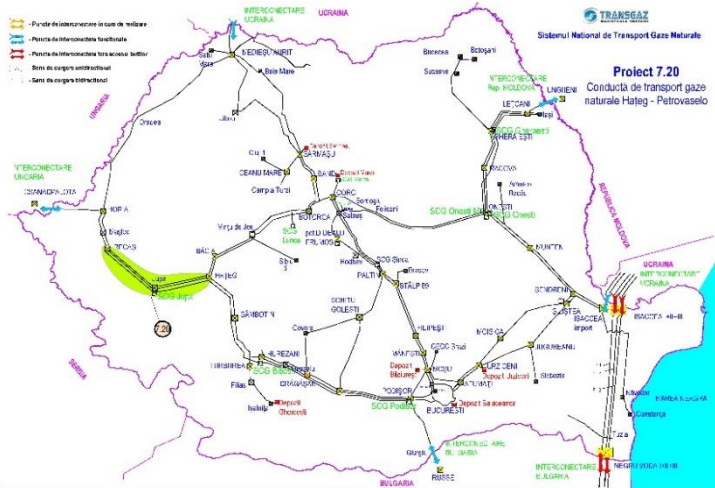
7.19 Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca

Numele proiectului:	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca
Numărul proiectului:	7.19
Titularul proiectului:	<p style="text-align: center;">SNTGN Transgaz SA</p>
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune
Termen estimat de finalizare	2029

Obiectivul Proiectului:	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale între Coroi și Botorca, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente pe culoarul Central în vederea preluării unor capacități suplimentare dinspre Coridorul Transbalcanic și direcționarea acestora în SNT.
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul constă în realizarea unei conducte noi de transport gaze naturale între Coroi și Botorca pe culoarul conductelor existente.</p> 
Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.
Conectarea cu alte proiecte:	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical
Date economice:	49 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact direct asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale și la crearea unor capacități în SNT pentru proiectele cu impact asupra capacităților transfrontaliere.
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă
TYNDP:	PCI status:
Modificările proiectului: PROIECT NOU	

7.20 Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo

Numele proiectului:	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo
Numărul proiectului:	7.20
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune

Termen estimat de finalizare	2030
Obiectivul Proiectului:	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale între Hațeg și Petrovaselo, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale de a crește capacitățile existente pe culoarul Central în vederea preluării unor capacități suplimentare din Coridorul Transbalcanic și direcționarea acestora în SNT.
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul constă în realizarea unei conducte noi de transport gaze naturale între Hațeg și Petrovaselo pe culoarul conductelor existente.</p> 
Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.
Conectarea cu alte proiecte:	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică.
Date economice:	175 milioane euro
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact direct asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale și la crearea unor capacități în SNT pentru proiectele cu impact asupra capacităților transfrontaliere.
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă.
TYNDP:	PCI status:
Modificările proiectului:	PROIECT NOU

7.21 Stație de Comprimare Hațeg

Numele proiectului:	Stație de Comprimare Hațeg
Numărul proiectului:	7.21

Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA	
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune	
Termen estimat de finalizare	2030	
Obiectivul Proiectului:	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu scopul de a asigura presiunile necesare în vederea asigurării capacităților maxime de transport gaze pe direcția Hațeg – Petrovaselor spre vestul României.	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul constă în realizarea unei noi Stații de Comprimare gaze naturale care să asigure presiunile necesare pe direcția Hațeg – Petrovaselor în vederea asigurării capacităților maxime spre vestul României. Stația de comprimare va fi echipată cu două unități de comprimare, una în funcțiune și una de rezervă.</p>	
Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.	
Conectarea cu alte proiecte:	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică. Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	
Date economice:	69 milioane euro	
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact direct asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale și la crearea unor capacități în SNT pentru proiectele cu impact asupra capacităților transfrontaliere.	
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă	
TYNDP:	PCI status:	
Modificările proiectului: PROIECT NOU		

7.22 Stație de Comprimare Isaccea

Numele proiectului:	Stație de Comprimare Isaccea	
Numărul proiectului:	7.22	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA	
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de transport gaze naturale Asigurarea securității alimentării cu gaze în regiune	
Termen estimat de finalizare	2032	
Obiectivul Proiectului:	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu scopul de a asigura presiunile necesare în vederea asigurării capacităților maxime de transport gaze pe direcția Isaccea – Șendreni pe Coridorul Central spre centrul, estul și vestul României.	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul constă în realizarea unei noi Stații de Comprimare gaze naturale care să asigure presiunile necesare pe direcția Isaccea – Șendreni în vederea asigurării capacităților maxime pe Coridorul Central spre centrul, estul și vestul României. Stația de comprimare va fi echipată cu două unități de comprimare, una în funcțiune și una de rezervă.</p>	
Justificarea proiectului:	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 și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.	
Conectarea cu alte proiecte:	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	
Date economice:	125 milioane euro	
Impactul asupra capacității transfrontaliere:	Proiectul nu are impact direct asupra capacităților transfrontaliere, însă contribuie la diversificarea surselor și creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale și la crearea unor capacități în SNT pentru proiectele cu impact asupra capacităților transfrontaliere.	
Faza proiectului:	Proiectul se află într-o fază incipientă	
TYNDP:	PCI status:	
Modificările proiectului:	PROIECT NOU	

8. DIRECȚII DE DEZVOLTARE A SNT CARE CONTRIBUIE LA SUSȚINEREA SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE GAZE NATURALE

Activitățile de transport și înmagazinare gaze naturale sunt complementare: stocarea permite echilibrarea cererii sezoniere și oferă sprijin pentru vârfuri de consum, dar este nevoie de conducte și infrastructură de transport pentru a aduce gazul natural în depozite sau pentru a-l distribui la consumatori. Exemplu în acest sens pentru susținerea proiectelor Depogaz Ploiești SA, aflate într-un stadiu mai avansat, TRANSGAZ SA trebuie să dezvolte infrastructură complementară de transport astfel:

8.1 Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești

- Modernizarea depozitului Bilciurești va crește capacitatea de extracție zilnică, ceea ce necesită infrastructură de transport care să poată prelua volumele crescute.

8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

- Conducta de transport Ghercești-Jitaru aflată în dezvoltare susține capacitatea de injecție/extracție a depozitului Ghercești

Prezentăm, în cele ce urmează, toate proiectele majore de înmagazinare ale companiilor Depogaz Ploiești și Depomureș, cu mențiunea că la acest moment SNTGN Transgaz SA are în planul de dezvoltare infrastructură de transport complementară doar pentru proiectele 8.1 și 8.2 aflate într-un stadiu mai avansat de implementare (FID).

Precizăm faptul că pentru restul proiectelor aparținând Depogaz Ploiești (8.3, 8.4 și 8.5) și Depomureș, Transgaz SA în prezent, nu este nevoit să dezvolte infrastructura de transport.

I. DEPOGAZ PLOIEȘTI-PROIECTE MAJORE DE ÎNMAGAZINARE

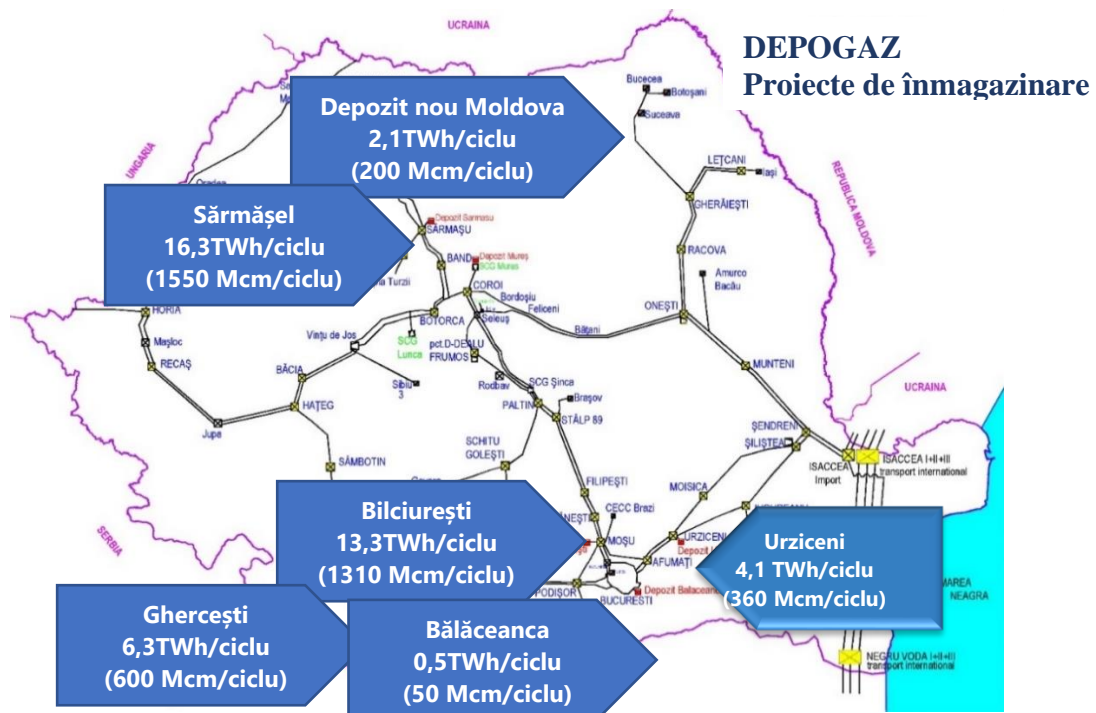


Figura 6 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depogaz

8.1 Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești

Numele proiectului:	Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești
Numărul proiectului:	8.1
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Creștere capacitate înmagazinare
Termen estimate de finalizare	2027
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop creșterea capacității actuale de extracție de la 14 milioane mc/zi la circa 20 milioane mc/zi corelată și cu o creștere a capacității de înmagazinare de 108 milioane mc/ciclu.
<p>Descrierea proiectului: Pentru a nu perturba activitatea de înmagazinare gaze naturale, proiectul se implementează etapizat și constă în următoarele:</p> <p>Faza I:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lucrări de modernizare pentru stația de uscare grup 57 Bilciurești - lucrări finalizate; ▪ Lucrări de modernizare pentru stația de uscare grup 101 Bilciurești - lucrări finalizate; ▪ Lucrări de construcție a unei noi stații de uscare la grupul 145 Bilciurești, precum și lucrări de reconfigurare și modernizare a instalațiilor tehnologice din depozit – lucrări finalizate 2021; ▪ Lucrări de foraj pentru patru sonde și lucrări de execuție a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente acestor sonde – lucrări finalizate 2023; ▪ Lucrări de modernizare a instalațiilor tehnologice din incinta stației de comprimare Butimanu- lucrările finalizate în anul 2024. <p>Faza II:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Colector Butimanu - Bilciurești cu diametrul de 24" (DN 600 PN 150, lungime 11 km), ce asigura directionarea fluxului de gaze către și de la depozit; ▪ Modernizări instalații în cadrul grupurilor de înmagazinare gaze naturale Bilciurești; ▪ Modernizări 39 sonde de injecție/extracție; ▪ Modernizare sistem răcire modul comprimare M3 Butimanu; ▪ Digitalizarea procesului de înmagazinare gaze naturale. 	
Justificarea proiectului:	Asigurarea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.
Date tehnice:	<ul style="list-style-type: none"> ○ Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești cu 6 milioane mc/zi obținând o capacitate de extracție zilnică totală de 20 milioane mc/zi; ○ Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității zilnice de extracție din depozite la nivel național cu circa 20%;



	o Creșterea capacității de înmagazinare cu 108 milioane mc/ciclu obținând o capacitate de înmagazinare totală de 1 418 milioane mc/ciclu.																											
Date economice:	156 milioane EURO din care : Faza I aproximativ 32,5 milioane Euro; Faza II aproximativ 123,5 milioane Euro.																											
Faza proiectului:	Construcție faza 1, Proiect tehnic finalizat pentru faza 2																											
TYNDP: TYNDP 2022: UGS-F-311	PCI status: 6.20.7																											
Modificările proiectului:																												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2026</td> <td>2027</td> <td>2027</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>123</td> <td>156</td> <td>156</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare						2026	2027	2027	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						123	156	156
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																				
Termenul estimat de finalizare						2026	2027	2027																				
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						123	156	156																				

8.2 Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești

Numele proiectului:	<i>Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești</i>
Numărul proiectului:	8.2
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Creștere capacitate înmagazinare
Termen estimate de finalizare	2028
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop completarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane m ³ /ciclu.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta din următoarele:

- stație comprimare gaze;
- extindere instalații de uscare și măsurare gaze;
- modernizare 20 sonde de injecție/extracție;
- interconectare depozit înmagazinare gaze Ghercești cu SNT;
- instalare panouri fotovoltaice pentru producere energie electrică din surse regenerabile;
- instalare facilități pentru preparare agent termic din surse regenerabile pentru încălzire spații administrative și tehnologice;
- introducerea de motoare „hydrogen ready”, pentru acționarea compresoarelor;
- digitalizarea proceselor de înmagazinare și extracție a gazelor naturale.



Justificarea proiectului:	Asigurarea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.							
Date tehnice:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Creșterea capacității de injecție zilnică a gazelor cu 3 milioane mc/zi obținând o capacitate de injecție zilnică totală de 5 milioane mc/zi; ▪ Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor cu 3 milioane mc/zi obținând o capacitate de extracție zilnică totală de 5 milioane mc/zi; ▪ Creșterea capacității de înmagazinare cu 450 milioane mc/ciclu obținând o capacitate de înmagazinare totală de 600 milioane mc/ciclu; ▪ Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității naționale de înmagazinare cu circa 16% și a capacității zilnice de extracție din depozite la nivel național cu circa 10%; 							
Date economice:	126 milioane EURO							
Faza proiectului:	Proiect tehnic - finalizat							
TYNDP: UGS - F - 398								PCI status: -
Modificările proiectului:								
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare						2026	2028	2028
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						55	126	126

8.3 Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)

Numele proiectului:	<i>Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)</i>
Numărul proiectului:	8.3
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești
Tipul proiectului:	Depozit nou de înmagazinare
Termen estimat de finalizare	2032
Obiectivul Proiectului:	<p>Proiectul are drept scop dezvoltarea unui nou depozit de înmagazinare subterană în nord-estul României (regiunea Moldova), prin transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unuia din zăcămintele de gaze Pocoleni sau Davideni pentru asigurarea unei capacități de înmagazinare într-o zonă deficitară din punct de vedere al siguranței în aprovizionarea cu gaze;</p> <p>Capacitate nou creată de înmagazinare de 200 milioane mc/ciclu; Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității naționale de înmagazinare cu circa 7% și a capacității zilnice de extracție din depozite, la nivel național, cu circa 7%.</p>

Descrierea proiectului:

Transformarea în depozit de înmagazinare subterană a unui 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;
- instalare facilitati pentru preparare energie electrica si agent termic din surse regenerabile, pentru necesitati administrative si tehnologice;
- digitalizarea proceselor de inmagazinare si extractie a gazelor naturale.



Justificarea proiectului:	Asigurarea siguranței în alimentarea cu gaze naturale.
Date economice:	120 milioane EURO
Faza proiectului:	Proiectul este condiționat de obținerea acordurilor din partea Romgaz și ANRM pentru transformarea unui zăcământ depletat în depozit de înmagazinare și continuarea activităților petroliere în acest sens. Prin urmare studiul de fezabilitate va fi elaborat după emiterea acordurile Romgaz și ANRM.

TYNDP: TYNDP 2022: UGS-N-399

PCI status:

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare						2026	2032	2032
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						80	120	120

- Extindere facilități pentru producere energie electrică și agent termic din surse regenerabile, pentru necesități administrative și tehnologice;
- Extinderea digitalizării procesului de înmagazinare gaze naturale.

Justificarea proiectului:

În urma implementării soluției tehnice rezultată în urma studiului de fezabilitate noua infrastructură proiectată va permite:

- Creșterea capacității de înmagazinare de la capacitatea de 900 milioane mc/ciclu la 1550 milioane mc/ciclu;
- Creșterea capacității de injecție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 10,5 milioane mc/zi și creșterea capacității de extracție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 11,5 milioane mc/zi;
- Pe ansamblul depozitelor operate de către Depogaz finalizarea proiectului va contribui la creșterea capacității naționale de înmagazinare cu circa 23% și a capacității zilnice de extracție din depozite la nivel național cu circa 14%;energiei din surse regenerabile (panouri fotovoltaice) și utilizarea tehnologiei LED pentru sistemele de iluminare interioare și exterioare;
- Proiectul contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a emisiilor poluante, în contextul politicilor de decarbonizare, la nivel european și a creșterii prețurilor certificatelor de emisie ETS în contextul politicilor adoptate deja de instituțiile europene. Prin implementarea proiectului, rolul gazelor naturale sau a celor provenite din surse regenerabile este așteptat să crească semnificativ;
- Contribuție la îndeplinirea regulii N-1 la nivel regional în conformitate cu Reglementarea EU 1938/2017. Implementarea proiectului asigură o creștere a indicatorului N-1 de la 106,3% până la 111,81%;
- Reducerea dependenței de importurile de gaze în timpul anotimpului rece.

Date economice:
185 milioane EURO
Faza proiectului:

Studiul de fezabilitate – finalizat
În proiectare/execuție

TYNDP: TYNDP 2022: UGS-N-371

PCI status:
Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare						2026	2030	2030
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						163,1	185	185

8.5 Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca

Numele proiectului:	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale – Bălăceanca	
Numărul proiectului:	8.5	
Titularul proiectului:	Depogaz Ploiești	
Tipul proiectului:	Creșterea capacității de înmagazinare	
Termen estimate de finalizare	2032	
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop utilizarea depozitului în regim multiciclu și creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bălăceanca până la 1,6 milioane m ³ /zi. Pentru asigurarea unui grad sporit de siguranță în exploatare și completarea capacității infrastructurii de gaze naturale existentă este necesară modernizarea facilităților existente și execuția unor noi facilități de suprafață care vor prelua debitul suplimentar și vor asigura flexibilitatea necesară utilizării depozitului în regim multiciclu.	
Descrierea proiectului:	<p>Din punct de vedere tehnic proiectul constă în forarea unor sonde noi, modernizarea sondelor existente și a infrastructurii de suprafață în conformitate cu cerințele standardelor europene de siguranță și control, extinderea, modernizarea și optimizarea instalațiilor de comprimare, separare și măsură fiscală existente. Proiectul va consta din următoarele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sistematizare colectoare aspirație/refulare, injecție/extracție gaze naturale; • extindere și modernizare Stație comprimare Bălăceanca; • extindere și modernizare Stație uscare cu TEG; • modernizare Panou măsură Bălăceanca; • modernizări în cadrul grupurilor de înmagazinare; • forajul și echiparea a 3 sonde noi; • modernizarea sondelor vechi; • digitalizarea procesului de înmagazinare gaze naturale. 	
Justificarea proiectului:	Finalizarea proiectului va contribui la flexibilizarea sistemului național de înmagazinare prin utilizarea depozitului în regim multiciclu crescând totodată și gradul de utilizare a depozitului cu 200%.	
Date economice:	50 milioane EURO	
Faza proiectului:	Studiul de fezabilitate finalizat.	
TYNDP: UGS-N-606	PCI status:	
Modificările proiectului:		



	PDSNT 2014	PDSNT 2016	PDSNT 2018	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare						2033	2032
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						50	50

II. DEPOMUREȘ TÂRGU-MUREȘ-PROIECT MAJOR DE ÎNMAGAZINARE

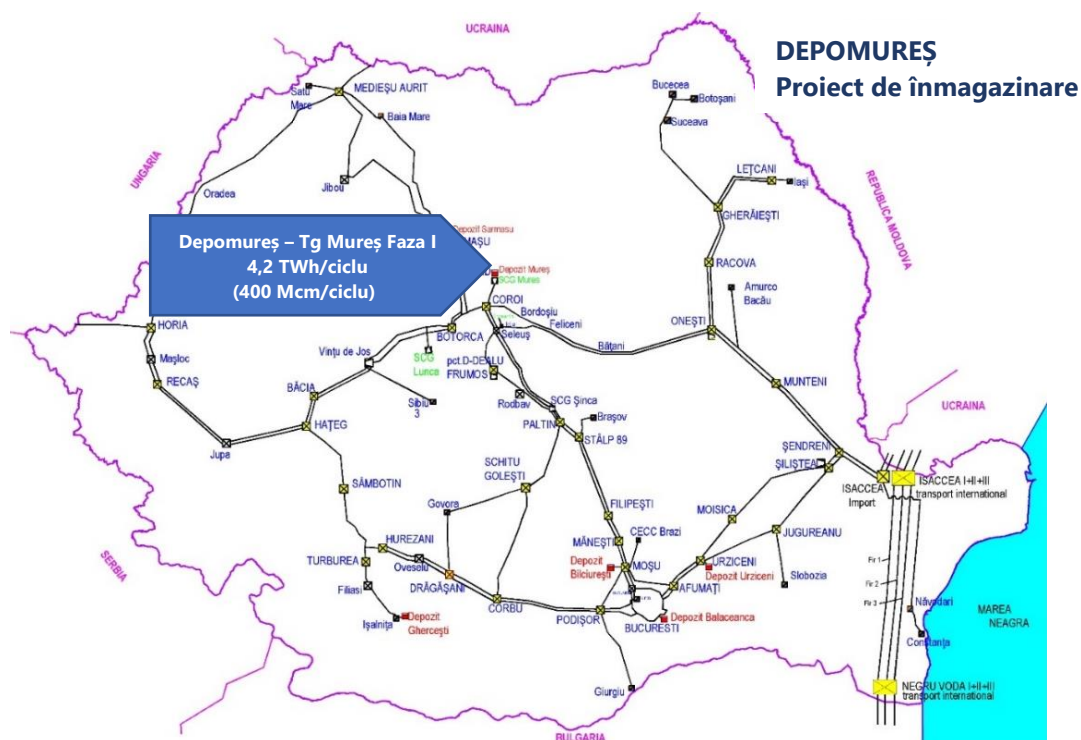


Figura 7 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depomureș

8.6. Unitate de stocare–Depomureș

Numele proiectului:	<i>Unitate de stocare–Depomureș</i>
Numărul proiectului:	8.6
Titularul proiectului:	Depomureș Târgu Mureș
Tipul proiectului:	Modernizare
Termen estimat de finalizare	2026 (Faza 1)
Obiectivul Proiectului:	Proiectul are ca scop re tehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu-Mureș pentru îmbunătățirea condițiilor tehnice de predare – primire a gazelor la interfața depozit

Târgu-Mureș – SNT, implicit creșterea gradului de flexibilitate a serviciilor prestate, în special în contextul dinamicii actuale a pieței gaziere.

Descrierea proiectului:

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

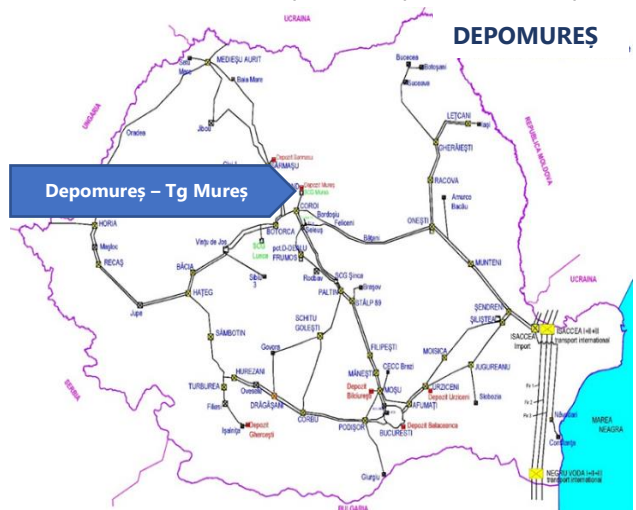
Proiectul de dezvoltare al operatorului de înmagazinare gaze naturale Depomureș SA este un proiect ce se desfășoară etapizat (2 faze).

Obiectivele principale ale acestui proiect sunt:

- (i) edificarea propriilor instalații de comprimare care să deservească depozitul Târgu Mureș atât la injecția gazelor în depozit cât și la extracția acestora în vederea livrării în SNT;
- (ii) creșterea flexibilității depozitului pe de o parte prin creșterea presiunii de livrare a gazelor din depozit la interfața cu SNT până la 35 bar, iar pe de altă parte prin creșterea capacității zilnice de injecție și extracție până la cca. 3,5 mil. mc/zi după implementarea fazei 1 a proiectului, respectiv până la cca. 5 mil. mc/zi, după implementarea fazei a doua de dezvoltare, respectiv
- (iii) creșterea volumului util al depozitului până la 400 mil. mc într-o primă etapă (Faza 1), respectiv până la 600 mil. mc într-o etapă ulterioară (Faza 2).

Proiectul constă în principal din următoarele:

- stație centrală de gaze (unități de comprimare acționate electric, 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.



Justificarea proiectului:

Implementarea proiectului va aduce o serie de avantaje atât la nivel național cât și regional prin :

- Asigurarea securității energetice și reducerea dependenței de importul de combustibili fosili prin volumul util suplimentar
- Creșterea gradului de integrare a unei piețe interne eficiente și competitive prin reducerea și prevenirea blocajelor de infrastructură legate de furnizarea gazelor, respectiv prin flexibilitatea sporită a serviciilor de înmagazinare gaze ce va contribui la creșterea lichidității pieței, cu piața angro capabilă să ofere mai multă flexibilitate sistemului
- Interoperabilitatea rețelelor între granițe și sectoare prin contribuția sa generală la creșterea capacităților de export gaze, respectiv la reducerea riscurilor de intermitență a energiei regenerabile
- Susținerea decarbonizării economiei și promovarea eficienței energetice prin contribuția sa generală la tranziția energetică și echilibrarea capacităților semnificative de producție de energie regenerabilă ce urmează a fi instalate în zona de Est a Europei

Date economice: 49 milioane EURO – Faza I

Faza proiectului: Execuție Faza 1

TYNDP: TYNDP 2022: UGS-A-233

PCI status: Da – lista V(6.20.4)

CBCA decision: Da

Modificările proiectului:

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare						2026	2026 (Faza 1)	2026 (Faza 1)
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)						87	37 (Faza 1)	49 (Faza 1)

9. DIRECȚII DE DEZVOLTARE PENTRU TRANSPORTUL HIDROGENULUI

9.1 Piața de hidrogen din România²

În România, hidrogenul este în prezent o materie primă folosită în special în rafinare, în producția de îngrășăminte și în industria chimică, fiind utilizat în majoritatea cazurilor la locul producției acestuia.

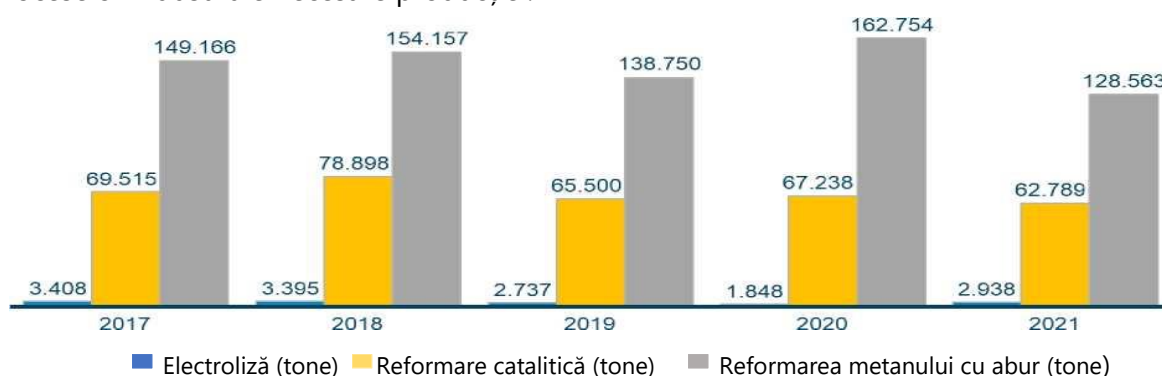
În contextul așteptat, pe baza țințelor de consum și decarbonizare propuse prin: PNIESC (2021), Directiva (UE) 2023/2413 a Parlamentului European și a Consiliului din 18 octombrie 2023 de modificare a Directivei (UE) 2018/2001, a Regulamentului (UE) 2018/1999 și a Directivei 98/70/CE în ceea ce privește promovarea energiei din surse regenerabile și de abrogare a Directivei (UE) 2015/652 a Consiliului (RED III), Fit-for-55, REPowerEU (2022), luând în considerare că rolul hidrogenului nu va fi doar de materie primă ci și de purtător de energie (energy carrier) și combustibil, viitorul lanț valoric va încorpora următoarele segmente:

- Producția de hidrogen regenerabil, considerat prioritar și, într-o mai mică măsură, hidrogenul cu amprentă redusă de carbon obținut prin electroliza apei și, într-o etapă viitoare, prin piroliza gazului metan, ulterior anului 2030;
- Stocarea de hidrogen, în formă gazoasă, lichidă, ca purtător de hidrogen lichid-organic (LOHC), sau amoniac;
- Transportul și distribuția hidrogenului în formă gazoasă:
 - prin conducte,
 - în vase presurizate, pe cale rutieră, feroviară, fluvială sau maritimă;
- Aplicațiile și utilizarea hidrogenului în domenii mult mai diverse față de cele actuale, în funcție de condițiile locale: combustibil în domeniul transporturilor, reducerea emisiilor în industriile dificil de decarbonizat, cum ar fi rafinarea și petrochimia, chimia, metalurgia, industriile cimentului, ceramicii și hârtiei, în procesele industriale de temperatură înaltă, dar și ca mediu de stocare a energiei și materie primă pentru combustibili sintetici.

² Strategia Națională pentru Hidrogen

9.2 Producția de hidrogen din România³

În România, majoritatea hidrogenului este produs prin reformarea metanului cu abur, reformare catalitică și, într-o mult mai mică măsură, prin electroliza apei și consumat în cadrul proceselor industriale necesare producției.

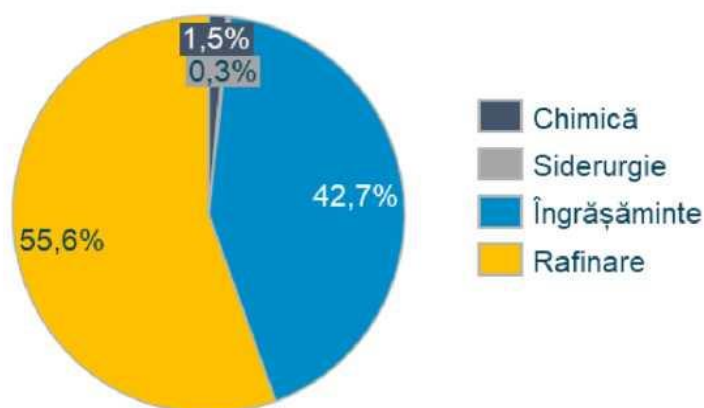


Grafic 15 - Producția de hidrogen pe tipuri de tehnologii, exprimată în tone, pentru perioada 2017-2021, Sursă: Analiză Horvath pe baza informațiilor primite de la principalii producători/consumatori de hidrogen din industrie (Februarie 2022)

În vederea decarbonizării, producția de hidrogen gri ar trebui înlocuită cu hidrogen regenerabil și, într-o mai mică măsură, cu hidrogen cu amprentă redusă de carbon.

9.3 Consumul de hidrogen din România⁴

În prezent, consumul de hidrogen din România este destinat exclusiv sectorului industrial, preponderent în rafinare, chimie, siderurgie și producția de îngrășăminte chimice.



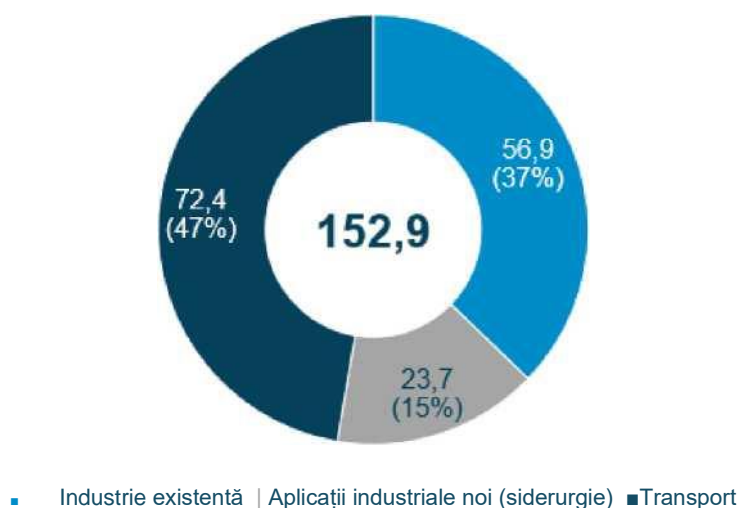
Grafic 16 - Consumul de hidrogen pe ramuri industriale, exprimat în procente medii, pe perioada 2017 - 2021, Sursă: Analiză Horvath (Februarie 2023)

³ Strategia Națională pentru Hidrogen

⁴ Strategia Națională pentru Hidrogen

9.4 Estimarea consumului de hidrogen⁵

În vederea estimării potențialului de consum și a producției de hidrogen regenerabil și de hidrogen cu amprentă redusă de carbon în România la orizontul anului 2030, au fost analizate, în Strategia Națională pentru Hidrogen, o serie de scenarii pentru estimarea consumului de hidrogen (cererea) și contribuția la atingerea țintelor de reducere a emisiilor de CO₂ pentru anul 2030.



Grafic 17 - Rezumatul consumului estimat de hidrogen regenerabil împărțit pe sectoare exprimat în procente pentru anul 2030, Sursă: Analiză Horvath (Aprilie 2023)

Estimările de consum au fost efectuate pe baza țintelor europene și naționale, ipotezelor tehnice, analizei situației curente, precum și cu ajutorul grupului de lucru constituit și coordonat la nivelul Ministerului Energiei, fiind structurate pe 5 sectoare:

1. **Consumul industrial**, în care hidrogenul regenerabil și, într-o mai mică măsură, cel cu amprentă redusă de carbon, sunt folosite pentru înlocuirea hidrogenului gri folosit în prezent în procesele industriale;
2. **Consumul din industria siderurgică**, în care hidrogenul regenerabil este folosit în noi aplicații industriale pentru producerea oțelului;
3. **Consumul din domeniul transporturilor**, în care hidrogenul regenerabil este folosit drept combustibil pentru următoarele modalități de transport: transportul rutier de marfă de mare tonaj și tonaj mediu, autoturisme, transportul feroviar, transportul public de persoane și transportul în sectorul maritim, precum și în domeniul aviației, atât ca adaos la combustibilii pentru aviație, cât și pentru alimentarea vehiculelor utilizate în cadrul activității aeroporturilor.

În domeniul hidrogenului, potențialul României se concentrează pe sectoarele greu de decarbonizat, cercetare, inovare și soluții Power-to-X

Utilizarea hidrogenului cu prioritate în sectoarele cu cel mai mare impact asupra reducerii amprentei de CO₂

⁵ Strategia Națională pentru Hidrogen

- Stimularea producției și a consumului de hidrogen curat în sectoarele "hard to abate": industrie și transport
- Crearea unui mediu favorabil pentru investiții și diverse tehnologii pentru hidrogen curat
- Dezvoltarea infrastructurii pentru hidrogen verde și pentru utilizarea hidrogenului curat în transport

Creșterea economică prin dezvoltarea sectoarelor greu de decarbonizat și creșterea competitivității acestora

- Dezvoltarea ecosistemelor de H₂ pentru a conecta potențialul de producție la nodurile industriale și de transport
- Încurajarea cooperării internaționale pentru a crea noi lanțuri valorice inovatoare pentru oțel verde, materiale plastice verzi, etc.

Dezvoltare tehnologică și inovare pentru a mobiliza pe termen lung implementarea hidrogenului și pentru a atrage capital românesc

- Sprijinirea cercetării și inovației de la proiecte pilot de laborator până la proiecte pilot industriale
- Dezvoltarea cercetării și inovațiilor existente se concentrează pe hidrogen pentru a sprijini în continuare transferul tehnologic și pentru a promova sectoare strategice

Utilizarea hidrogenului și a soluțiilor Power-to-X pentru a integra cu succes sursele regenerabile și pentru a realiza cuplarea sectorului

- Sprijinirea stocării pe termen lung a hidrogenului pentru a integra capacități semnificative de energie regenerabilă și a echilibra sistemele energetice românești (la nivel sezonier)
- Introducerea soluțiilor Power-to-X

9.5 Proiecte Transgaz pentru transportul hidrogenului

Apartenența Transgaz la European Hydrogen Backbone reprezintă o soluție potrivită pentru transportul și utilizarea hidrogenului în zone fără producție localizată.

Transgaz, care s-a alăturat inițiativei EHB, a identificat 11 culoare care ar putea fi incluse în "coloana vertebrală" a viitorului sistem european de transport al hidrogenului:

1. Culoarul conductelor de tranzit (prin utilizarea unei conducte);
2. Culoarul Marea Neagră - Podișor;
3. Culoarul Giurgiu - Podișor - Jupa - Nădlac (Culoarul BRUA);
4. Culoarul Onești - Gherăești - Lețcani - Ungheni (Republica Moldova);
5. Culoarul Petrovaselo - Comloșu Mare (Serbia);
6. Culoarul Jupa - Prunișor;
7. Culoarul Isaccea - Onești;
8. Culoar Siliștea - București;
9. Culoarul Onești - Coroi - Hațeg;
10. Culoarul Coroi - Medieșu Aurit;
11. Culoarul Podișor - Coroi.

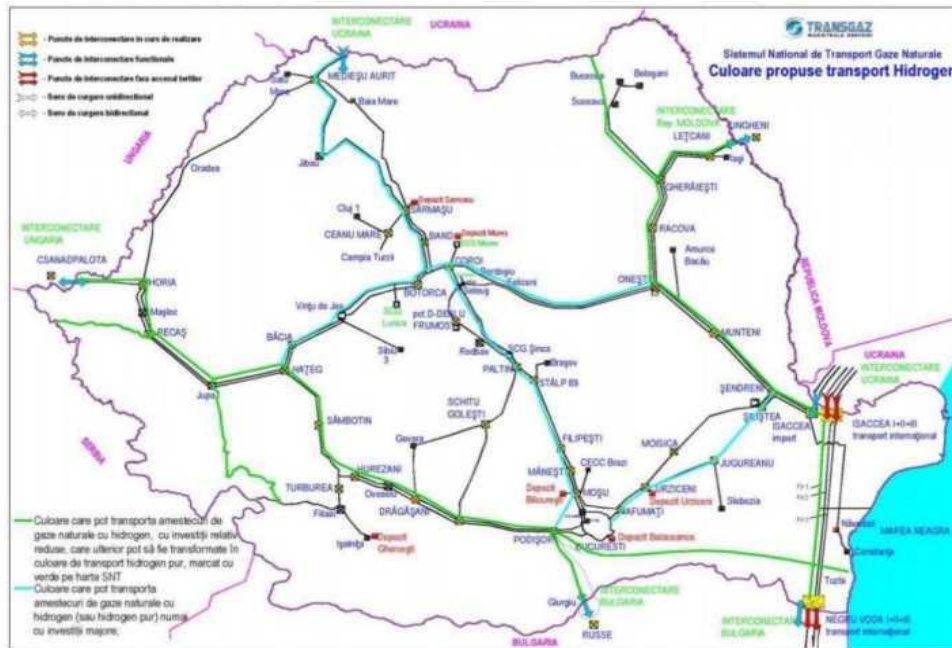


Figura 8 - Propunere a "coloanei vertebrale" a SNT pentru transportul hidrogenului

Sursă: Transgaz (2021)

9.5.1 Proiecte de reconversie a infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului

9.5.1.1 Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului</i>
Numărul proiectului:	9.5.1.1
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimat de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia tronsoanelor de conducte de transport gaze naturale existente pe coridorul Isaccea – Jupa astfel încât sa fie asigurată o conducta de transport hidrogen pe acest coridor, inclusiv reconversia unor stații de comprimare gaze naturale. Lungimea conductelor reconvertite este de cca. 550 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și


	va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.																											
Date economice:	378,6 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)																											
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.																											
TYNDP: HYD-N-640	PCI status:																											
Modificările proiectului:																												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2040</td> <td>2040</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>378,6</td> <td>378,6</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare							2040	2040	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							378,6	378,6
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																				
Termenul estimat de finalizare							2040	2040																				
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							378,6	378,6																				

9.5.1.2 Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului</i>
Numărul proiectului:	9.5.1.2
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului.
Descrierea proiectului:	
<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului și include următoarele obiective:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O nouă conductă DN800 între frontiera RO/HU - Jupa-Podisor. • Noi stații de comprimare H2. • O stație de măsurare RO/HU la frontieră. <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>	
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei.


	Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.																											
Date economice:	464,4 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)																											
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual																											
TYNDP: HYD-N-999	PCI status:																											
Modificările proiectului:																												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2040</td> <td>2040</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>464,4</td> <td>464,4</td> </tr> </tbody> </table>		PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare							2040	2040	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							464,4	464,4
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																				
Termenul estimat de finalizare							2040	2040																				
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							464,4	464,4																				

9.5.1.3 Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului</i>
Numărul proiectului:	9.5.1.3
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2042
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 308 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	199,6 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)


Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual							
TYNDP: HYD-N-608	PCI status:							
Modificările proiectului:								
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare							2042	2042
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							199,6	199,6

9.5.1.4 Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului</i>	
Numărul proiectului:	9.5.1.4	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 	
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen	
Termen estimate de finalizare	2040	
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 183 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>	
Justificarea proiectului:	<p>Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.</p>	
Date economice:	156,4 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)	
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual	
TYNDP: HYD-N-625	PCI status:	
Modificările proiectului:		


	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare							2040	2040
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							156,4	156,4

9.5.1.5 Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului</i>
Numărul proiectului:	9.5.1.5
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen
Termen estimate de finalizare	2040
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 85 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>
Justificarea proiectului:	Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.
Date economice:	143,8 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.
TYNDP: HYD-N-648	PCI status:
Modificările proiectului:	

	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare							2040	2040
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							143,8	143,8

9.5.1.6 Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului</i>	
Numărul proiectului:	9.5.1.6	
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA 	
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen	
Termen estimate de finalizare	2040	
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului	
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 300 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>	
Justificarea proiectului:	<p>Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei.</p> <p>Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.</p>	
Date economice:	156,5 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)	
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.	
TYNDP: HYD-N-730	PCI status:	
Modificările proiectului:		


	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026
Termenul estimat de finalizare							2040	2040
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							156,5	156,5

9.5.1.7 Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului

Numele proiectului:	<i>Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului</i>																									
Numărul proiectului:	9.5.1.7																									
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA																									
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen																									
Termen estimate de finalizare	2040																									
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului																									
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 185 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>																									
Justificarea proiectului:	<p>Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.</p>																									
Date economice:	99,4 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)																									
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.																									
TYNDP: HYD-N-756	PCI status:																									
Modificările proiectului:	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2040</td> <td>2040</td> </tr> </tbody> </table>									PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare							2040	2040
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																		
Termenul estimat de finalizare							2040	2040																		


Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)								99,4	99,4
--	--	--	--	--	--	--	--	------	------

9.5.1.8 Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului


Numele proiectului:	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului								
Numărul proiectului:	9.5.1.8								
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA								
Tipul proiectului:	Transport hidrogen sau amestec de gaze naturale cu hidrogen								
Termen estimate de finalizare	2040								
Obiectivul Proiectului:	Reconversie infrastructură de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului								
Descrierea proiectului:	<p>Proiectul presupune reconversia unei conducte de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului. Lungimea conductei este de cca 25 Km.</p> <p>Sustenabilitatea proiectului este confirmată de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în prima fază prin înlocuirea treptată a surselor de gaze fosile, de la H2 cenușiu la H2 verde la utilizatorii de H2 existenți. De-a lungul traseului gazoductului, va exista posibilitatea de a conecta noi producători/consumatori de H2, ceea ce contribuie, de asemenea, la cuplarea sectorială între sistemul de energie electrică și sistemele de transport al H2.</p>								
Justificarea proiectului:	<p>Proiectul va contribui la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Proiectul contribuie la dezvoltarea concurenței între sursele interne și sursele diversificate de H2 din import și va fi benefic pentru prețurile hidrogenului, menținând prețul hidrogenului la un nivel scăzut în funcție de variațiile cererii și ofertei. Integrarea Hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la Directivele, Strategiile și Acordurile Europene în vigoare.</p>								
Date economice:	7 milioane € (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2021)								
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.								
TYNDP: HYD-N-647	PCI status:								
Modificările proiectului:									
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	
Termenul estimat de finalizare							2040	2040	
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							7	7	

9.5.2 Proiecte de dezvoltare culoare dedicate pentru transportul hidrogenului

9.5.2.1 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac

Numele proiectului:	<i>Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac</i>																																		
Numărul proiectului:	9.5.2.1																																		
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA																																		
Tipul proiectului:	Transport hidrogen																																		
Termen estimate de finalizare	2032																																		
Obiectivul Proiectului:	Contribuie la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie în țările implicate. Sursele diversificate de H2 vor fi benefice pentru prețurile hidrogenului și ar permite o mai mare reducere a emisiilor gazelor cu efect de seră prin înlocuirea surselor fosile cu hidrogen.																																		
Descrierea proiectului:	Proiectul presupune realizarea unei noi conducte de transport hidrogen de-a lungul culoarului Giurgiu - Podișor - Bibești - Jupa - Horia - Nădlac. Proiectul conectează viitoarele sisteme de hidrogen din Bulgaria, România și Ungaria și permite crearea pieței hidrogenului și comerțul transfrontalier cu hidrogen. Proiectul va face parte din coridorul de hidrogen din Europa de Sud-Est (SEEHyC), care asigură livrări de hidrogen pe ruta Grecia>Bulgaria>România>Ungaria>Slovenia>Cehia>Germania către piața UE și va fi disponibil și flux invers.																																		
Justificarea proiectului:	Într-un sistem energetic integrat, hidrogenul sprijină decarbonizarea industriei, transporturilor și producerii de energie. Proiectul este aliniat cu strategia UE privind decarbonizarea prin reducerea emisiilor de CO2, creând în același timp posibilitatea de conectare la viitoarea infrastructură de hidrogen a Europei.																																		
Date economice:	2.263 mil euro (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2024)																																		
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.																																		
TYNDP: H2T-A-1014	PCI status:																																		
Modificările proiectului:	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2030</td> <td>2032</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2.263</td> <td>2.263</td> </tr> </tbody> </table>									PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare							2030	2032	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							2.263	2.263
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																											
Termenul estimat de finalizare							2030	2032																											
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							2.263	2.263																											

9.5.2.2 Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră – Podișor

Numele proiectului:	<i>Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor</i>																																		
Numărul proiectului:	9.5.2.2																																		
Titularul proiectului:	SNTGN Transgaz SA																																		
Tipul proiectului:	Transport hidrogen																																		
Termen estimate de finalizare	2032																																		
Obiectivul Proiectului:	Contribuie la securitatea aprovizionării și la diversificarea surselor de energie. Sursele diversificate de H2 vor fi benefice pentru prețurile hidrogenului și ar permite o mai mare reducere a emisiilor gazelor cu efect de seră prin înlocuirea surselor fosile cu hidrogen.																																		
Descrierea proiectului:	Având în vedere potențialul semnificativ de producere a energiei din surse regenerabile în zona S-E a României, proiectul propus creează infrastructura necesară pentru preluarea potențialului de producere a hidrogenului verde în această zonă, inclusiv a producției de hidrogen deja comunicată în cadrul procedurii de solicitare a capacității fără caracter obligatoriu pe hidrogen, realizată de SNTGN Transgaz SA în anul 2023. Capacitățile de hidrogen verde preluate prin acest proiect vor fi conduse către culoarul de hidrogen Giurgiu - Nădlac care face parte din Coridorul SEEHyC.																																		
Justificarea proiectului:	Într-un sistem energetic integrat, hidrogenul sprijină decarbonizarea industriei, transporturilor și producerii de energie. Proiectul este aliniat cu strategia UE privind decarbonizarea prin reducerea emisiilor de CO2, creând în același timp posibilitatea de conectare la viitoarea infrastructură de hidrogen a Europei.																																		
Date economice:	1.073 mil euro (+/- 30%, estimare preliminară la nivelul anului 2024)																																		
Faza proiectului:	Proiectul se află în analiză, în stadiul conceptual.																																		
TYNDP: H2T-N-1015	PCI status:																																		
Modificările proiectului:	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>PDSNT 2014</th> <th>PDSNT 2017</th> <th>PDSNT 2018</th> <th>PDSNT 2019</th> <th>PDSNT 2020</th> <th>PDSNT 2022</th> <th>PDSNT 2024</th> <th>PDSNT 2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Termenul estimat de finalizare</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2030</td> <td>2032</td> </tr> <tr> <td>Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>1.073</td> <td>1.073</td> </tr> </tbody> </table>									PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026	Termenul estimat de finalizare							2030	2032	Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							1.073	1.073
	PDSNT 2014	PDSNT 2017	PDSNT 2018	PDSNT 2019	PDSNT 2020	PDSNT 2022	PDSNT 2024	PDSNT 2026																											
Termenul estimat de finalizare							2030	2032																											
Valoarea totală estimată a proiectului (mil. Euro)							1.073	1.073																											

Cu finanțare din partea Băncii Europene pentru Investiții (BEI), SNTGN Transgaz SA a realizat Strategia Climatică și de Decarbonizare. Aceasta cuprinde o serie de măsuri care conduc la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră astfel încât să fie atinse țintele de decarbonizare stabilite în cadrul Strategiei pe termen scurt (2030), mediu (2040) și lung (2050). În cadrul strategiei a fost elaborat și Planul de Investiții necesare pentru implementarea măsurilor aferente procesului de decarbonizare.

Proiecte aferente Strategiei Climatice și de Decarbonizare a Transgaz

Nr. crt	Denumire proiect	Termen	Valoare -mii lei-
1.	Reducerea consumului de energie prin monitorizarea energetică a tuturor instalațiilor și implementarea de acțiuni de eficiență energetică asupra activelor/obiectivelor companiei	2028	46.697
2.	Monitorizarea activă și detectarea surselor generatoare de emisii/ scurgeri de metan (LDAR) la instalațiile/obiectivele mari ale SNT (Stații de comprimare gaze naturale, NT) prin instalarea de sisteme de detecție cu laser.	2030	16.600
3.	Reducerea emisiilor de metan prin recuperarea gazelor purjate la Stațiile de comprimare	2035	15.000
4.	Reducerea emisiilor prin înlocuirea soluțiilor/proceselor de încălzire bazate pe arderea gazelor naturale cu pompe de caldură/ cogenerare.	2040	3.000
5.	Proiect pilot privind conversia energiei potențiale a gazelor naturale în energie electrică la stațiile de livrare, acolo unde căderile de presiune și debitul de gaze sunt mari (expandere).	2030	5.000
6.	Adaptarea sistemelor de gaz-combustie care echipează turbinele de gaz existente de la Stațiile de comprimare și cazanele pentru încălzirea gazelor, pentru funcționare cu un amestec de 20% hidrogen în gazul de combustie. .	2050	Se așteaptă definitivarea tehnologiei la producătorii de unități de comprimare
7.	Producerea de energie electrică regenerabilă prin instalarea de sisteme de panouri fotovoltaice la locațiile companiei.	2030	6.908
8.	Extinderea tehnologiei de recomprimare a gazelor naturale pentru limitarea purjărilor la lucrările de întreținere/reparații, prin achiziționarea echipamentelor specifice.	2027	30.000
9.	Înlocuirea vehiculelor existente care utilizează motorină/ benzină cu vehicule electrice/ hibride.	2050	52.500
TOTAL			175.705

10. ANALIZA PROIECTELOR MAJORE

I. Analiza proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale

10.1.1. 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).

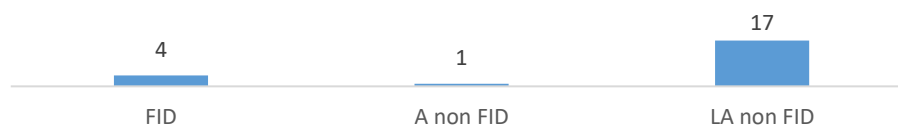
Funcție de această clasificare, proiectele Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale 2026–2035 se prezintă astfel:

Nr. crt	Nr. Proiect conform PDSNT 2026-2035	Denumire proiect	Statut
1	7.1	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclul combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	FID
2	7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș–NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României	FID
3	7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical	LA non FID
4	7.4	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare; Etapa II: Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare	A non FID
5	7.5	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
6	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID*
7	7.7	Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret	LA non FID
8	7.8	Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova	LA non FID
9	7.9	Eastring–România	LA non FID
10	7.10	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID*

Nr. crt	Nr. Proiect conform PDSNT 2026-2035	Denumire proiect	Statut
11	7.11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	FID
12	7.12	Modernizare SMG Negru Vodă 1	FID
13	7.13	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	LA non FID*
14	7.14	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	LA non FID*
15	7.15	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	LA non FID*
16	7.16	Terminal GNL de la malul Mării Negre	LA non FID*
17	7.17	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	LA non FID*
18	7.18	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	LA non FID*
19	7.19	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	LA non FID*
20	7.20	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	LA non FID*
21	7.21	Stație de Comprimare Hațeg	LA non FID*
22	7.22	Stație de Comprimare Isaccea	LA non FID*

*Proiecte care nu sunt incluse în TYNDP 2022

Tabel 4 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul gazelor naturale



Grafic 18 – Statutul Proiectelor Majore pentru transportul gazelor naturale

Mențiuni

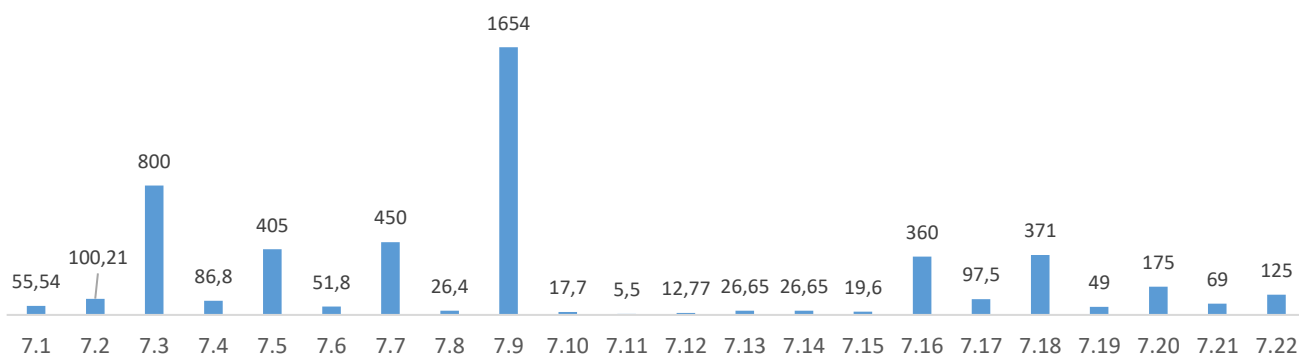
Față de versiunile anterioare ale Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale s-au finalizat următoarele proiecte:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) – Faza I;
- Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor) ;
- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
- Modernizare SMG Isaccea 1;
- 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 ;
- Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.

Nr. proiect	Denumire proiect	Proiecte pentru care se aplică procedura open season
7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical	x

Tabel 5 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season

10.1.2 Costul Proiectelor



Grafic 19-Costul proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	7.1	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	55,54	2027	Amplificarea stațiilor de comprimare de la Podișor și de la Bibești va asigura o aprovizionare constantă cu gaze naturale pentru centralele de la Mintia, Ișalnița și Turceni, dar și pentru alte unități industriale și Unități Administrativ Teritoriale, sporind astfel fiabilitatea sistemului energetic al regiunii. Proiectul va asigura creșterea capacităților și presiunii gazelor naturale pentru a asigura un flux constant și stabil către consumatorii industriali și centralele electrice, totodată acesta va sprijini dezvoltarea industrială a regiunii, contribuind la stabilitatea energetică și la creșterea competitivității industriale.	FID
2	7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu	100,21	2027	Amplificarea stației de comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia va asigura vehicularea volumelor suplimentare și presiunilor necesare în sistem pentru alimentarea consumatorilor și echilibrarea sistemului de transport al gazelor naturale din	FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
		gaze naturale în zona de Vest a României			zona de Vest a țării, creșterea siguranței pentru transportul gazelor naturale spre piețele Central Europene și posibilitate de dezvoltare ulterioară a rețelei de transport/alimentare cu gaze naturale în regiune.	
3	7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical	800	2029	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor pe Coridorul Vertical.	LA non FID
4	7.4	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică <i>Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare;</i> <i>Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare</i>	86,8	2028	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune.	A non FID
6	7.5	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2029 Etapa 2 2031 Etapa 3 2033	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.	LA non FID
7	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2029	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, asigurarea securității energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale.	LA non FID
8	7.7	Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret	450	2032	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 Gherăiești–Siret.	LA non FID
9	7.8	Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova	26,4	2032	În vederea acoperirii consumului de gaze naturale din Republica Moldova este necesară realizarea unor investiții	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
					care să faciliteze creșterea capacității existente de transport gaze naturale din România spre Republica Moldova.	
10	7.9	Eastring–România	Faza 1: 1.297 Faza 2: 357 mil.	Faza 1: 2029 Faza 2: 2033	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
11	7.10	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2028	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	LA non FID
12	7.11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	Etapa 1 2025 - finalizată Etapa 2 - 2028 Etapa 3 - 2026	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..	FID
13	7.12	Modernizare SMG Negru Vodă 1	12,77	2027	Prin realizarea investiției se creează condiții de interoperabilitate a rețelelor de transport transfrontalier gaze naturale și măsurare în cadru optim de calitate și rigurozitate agreat cu operatorul de transport gaze adiacent, precum și atingerea obiectivului de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale stipulate în Regulamentul European nr.994/2010 și totodată respectarea regulamentului European 703/2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date în ceea ce privește cerințele de control al fluxului de gaze și măsurarea gazelor la condițiile de referință conform setului comun de unități de măsurare; În plus se realizează reducerea incertitudinii de măsurare a cantităților	FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
					de gaze naturale, vehiculate prin stația de măsurare gaze nou proiectată.	
14	7.13	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2028	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2.	LA non FID
15	7.14	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
16	7.15	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2030	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.	LA non FID
17	7.16	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	360	2030	Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă.	LA non FID
18	7.17	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	97,5	2031	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
19	7.18	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	371	2029	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
20	7.19	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	49	2029	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
21	7.20	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	175	2030	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
22	7.21	Stație de Comprimare Hațeg	69	2030	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
23	7.22	Stație de Comprimare Isaccea	125	2032	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
TOTAL			4.985,12 mil. EURO			

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	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	55,54	2027	Amplificarea stațiilor de comprimare de la Podișor și de la Bibești va asigura o aprovizionare constantă cu gaze naturale pentru centralele de la Mintia, Ișalnița și Turceni, dar și pentru alte unități industriale și Unități Administrativ Teritoriale, sporind astfel fiabilitatea sistemului energetic al regiunii. Proiectul va asigura creșterea capacităților și presiunii gazelor naturale pentru a asigura un flux constant și stabil către consumatorii industriali și centralele electrice, totodată acesta va sprijini dezvoltarea industrială a regiunii, contribuind la stabilitatea energetică și la creșterea competitivității industriale.	FID
2	7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României	100,21	2027	Amplificarea stației de comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia va asigura vehicularea volumelor suplimentare și presiunilor necesare în sistem pentru alimentarea consumatorilor și echilibrarea sistemului de transport al gazelor naturale din zona de Vest a țării, creșterea siguranței pentru transportul gazelor naturale spre piețele Central Europene și posibilitate de dezvoltare ulterioară a rețelei de transport/alimentare cu gaze naturale în regiune.	FID
3	7.11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	Etapa 1 2025 (finalizată) Etapa 2 - 2028 Etapa 3 - 2026	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	FID
4	7.12	Modernizare SMG Negru Voda 1	12,77	2027	Prin realizarea investiției se creează condiții de interoperabilitate a rețelelor de transport transfrontalier gaze naturale și măsurare în cadru optim de calitate și rigurozitate agreeat cu operatorul de transport gaze adiacent, precum și atingerea obiectivului de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale stipulate în Regulamentului European nr.994/2010 și totodată respectarea regulamentului European 703/2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date în ceea ce privește	FID

					<p>cerințele de control al fluxului de gaze și măsurarea gazelor la condițiile de referință conform setului comun de unități de măsurare;</p> <p>În plus se realizează reducerea incertitudinii de măsurare a cantităților de gaze naturale, vehiculate prin stația de măsurare gaze nou proiectată.</p>
TOTAL proiecte FID:			174,02 mil. EURO		



Grafic 20– Efortul investițional pentru proiecte FID pentru transportul gazelor naturale 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	7.4	<p>Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică</p> <p><i>Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare;</i></p> <p><i>Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare</i></p>	86,8	2028	Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune.	A non FID
TOTAL proiecte A non FID			86,8 mil.EURO			

2028 86,8

Grafic 21 - Efortul investițional pentru proiecte A non FID pentru transportul gazelor naturale 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	174,02
2	Proiecte A non FID	86,8
TOTAL proiecte FID și A non FID		260,82 mil. Euro

2028 92,3
2027 168,52

Grafic 22 - Efortul investițional pentru proiecte FID și A non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

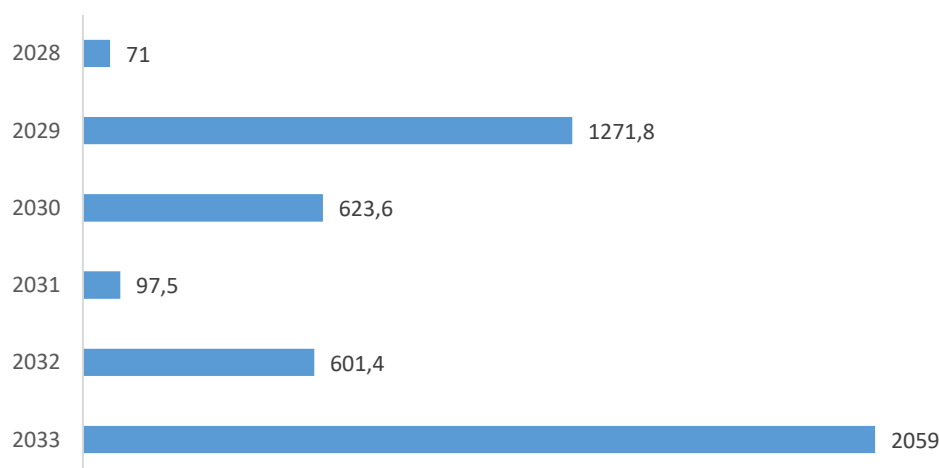
Pentru perioada 2026-2035, SNTGN Transgaz SA propune și realizarea următoarelor proiecte, care în prezent sunt într-o fază incipientă (**LA non FID**).

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	7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical	800	2029	Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor pe Coridorul Vertical.	LA non FID
2	7.5	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2029 Etapa 2 2031 Etapa 3 2033	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.	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
3	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2029	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, asigurarea securității energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale.	LA non FID
4	7.7	Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăești - Siret	450	2032	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.	LA non FID
5	7.8	Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova	26,4	2032	În vederea acoperirii consumului de gaze naturale din Republica Moldova este necesară realizarea unor investiții care să faciliteze creșterea capacității existente de transport gaze naturale din România spre Republica Moldova.	LA non FID
6	7.9	Eastring-România	Faza 1: 1.297 Faza 2: 357 mil.	Faza 1: 2029 Faza 2: 2033	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
7	7.12	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2028	Implementarea sistemului SCADA pentru protecție catodică va asigura durabilitate și siguranță sporită în exploatarea conductelor de transport. Pe baza datelor achiziționate se va asigura simplitate în operare pentru un sistem complex de protecție al conductelor.	LA non FID
8	7.13	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	26,65	2028	Asigurarea curgerii bidirecționale la granița cu Ucraina și Bulgaria pe conducta de tranzit T2.	LA non FID
9	7.14	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	7.15	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2030	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.	LA non FID

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
11	7.16	Terminal GNL	360	2030	Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternative.	LA non FID
12	7.17	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	97,5	2031	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
13	7.18	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	371	2029	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
14	7.19	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	49	2029	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
15	7.20	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	175	2030	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
16	7.21	Stație de Comprimare Hațeg	69	2030	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
17	7.22	Stație de Comprimare Isaccea	125	2032	Creșterea capacităților de transport gaze naturale în SNT în vederea asigurării securității alimentării cu gaze naturale în țară și în regiune.	LA non FID
TOTAL proiecte LA non FID			4.724,3 mil. Euro			



Grafic 23 - Efortul investițional pentru proiecte LA non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)

10.1.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul gazelor naturale în perioada 2026-2035

Denumire proiect	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclul combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă										
Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României										
Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical										
Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică <i>Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare;</i> <i>Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare</i>										
Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României										
Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse										
Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret										
Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova										
Eastring – România										
Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale										
Dezvoltarea sistemului SCADA pentru SNT										
Modernizare SMG Negru Vodă 1										

Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2										
Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3										
Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre										
Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre										
Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni										
Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi										
Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca										
Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo										
Stație de Comprimare Hațeg										
Stație de Comprimare Isaccea										

Tabel 6 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul gazelor naturale în perioada 2026-2035

10.1.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul gazelor naturale

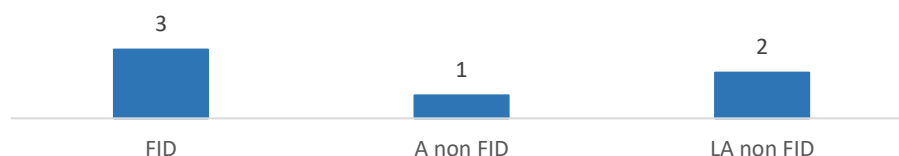
Prin asigurarea legăturii între surse diferite de aprovizionare cu gaze naturale și piața europeană, proiectele investiționale menționate contribuie la realizarea dezideratelor Uniunii Europene, principalele beneficii ale realizării acestora putând fi sintetizate astfel:

- 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;
- stoparea importului de gaze naturale din Rusia;
- impulsivarea dezvoltării 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.

II. Analiza proiectelor majore de înmagazinare

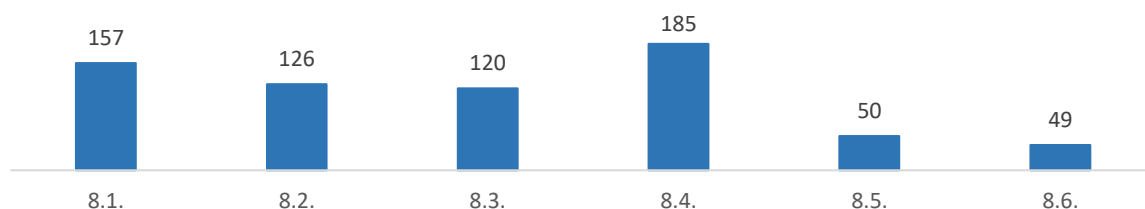
10.II.1. Statutul Proiectelor în funcție de Decizia Finală de Investiție (FID):

Proiecte de înmagazinare		TYNDP 2024	PCI (lista a V-a)	
8.1	Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești- Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești	UGS – F – 311	6.20.7	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	UGS – F – 398		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		A non FID
8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	USG – N - 606		LA non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș			FID



Grafic 24- Statut Proiecte Majore de înmagazinare

10.II.2. Costul Proiectelor majore de înmagazinare



Grafic 25 – Costul estimat al proiectelor majore de înmagazinare (mil. Euro)

Nr. crt	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	
1	8.1	Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale-Bilciurești	157	2027	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, corelat și cu o creștere a capacității de înmagazinare de 108 milioane mc/ciclu.	FID
2	8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	126	2028	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Ghercești	FID

Nr. crt	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	
3	8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni	120	2032	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale	LA non FID
4	8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	185	2030	Creșterea capacității în înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionări cu gaze naturale	A non FID
5	8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	50	2032	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor naturale din depozitul Bălăceanca până la 1,6 milioane m ³ /zi.	LA non FID
6	8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	49 (Faza 1)	2026	Creșterea capacității zilnice de injecție/extracție, simultan cu creșterea volumul util a depozitului pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze, respectiv a flexibilității necesare pentru o mai bună integrare a piețelor de energie la nivel național și regional	FID
TOTAL Proiecte înmagazinare			687 mil. Euro			

Tabel 7 – Costul proiectelor de înmagazinare

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



Grafic 26- Efortul investițional pentru proiectele de înmagazinare în funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)

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

10.II.3 Planificarea realizării proiectelor de înmagazinare în perioada 2026-2035

Denumire proiect	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Creșterea capacității de extracție zilnică în cadrul Depozitului Bilciurești - Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale- Bilciurești										
Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești										
Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni										
Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)										
Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca										
Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș										

Tabel 8 – Planificarea proiectelor de înmagazinare

III. Analiza proiectelor majore pentru transportul hidrogenului

10.III.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 2026–2035 se prezintă astfel:

Nr. crt	Nr. Proiect conform PDSNT 2024-2033 actualizat 2025	Denumire proiect	Statut
1	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	LA non FID
2	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	LA non FID

Nr. crt	Nr. Proiect conform PDSNT 2024-2033 actualizat 2025	Denumire proiect	Statut
3	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	LA non FID
4	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	LA non FID
5	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	LA non FID
6	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	LA non FID
7	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	LA non FID
8	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu - T1 pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	LA non FID*
10	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	LA non FID*

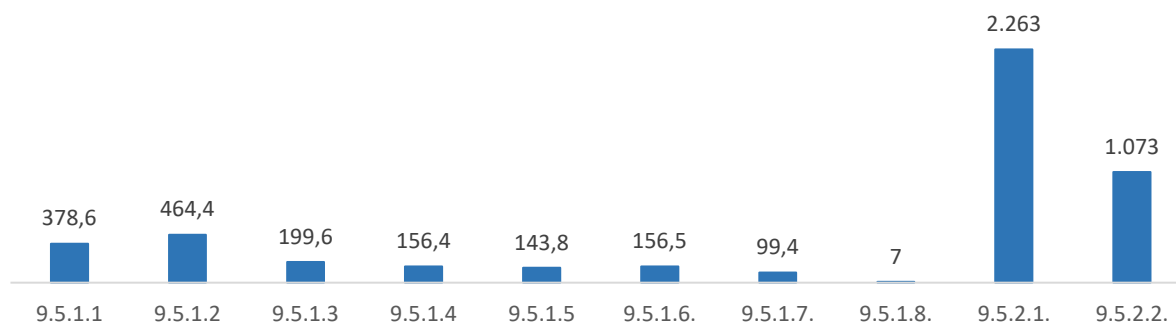
*Proiecte care nu sunt incluse în TYNDP 2022

Tabel 9 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului



Grafic 27 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului

10.III.2 Costul Proiectelor pentru transportul hidrogenului



Grafic 28-Costul proiectelor majore pentru transportul hidrogenului (mil.Euro)

Prezentăm în cele ce urmează o sinteză a proiectelor majore pentru transportul hidrogenului pur:

Nr. crt.	Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
1	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	378,6	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
2	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	464,4	2042	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
3	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	199,6	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
4	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	156,4	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
5	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	143,8	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
6	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	156,5	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
7	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	99,4	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în amestec cu gazul natural în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
8	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	7	2040	Reconversia infrastructurii de transport gaze naturale pentru transportul hidrogenului în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
9	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibeuști-Jupa-Horia-Nădlac	2263	2032	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
10	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	1073	2032	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
TOTAL			4.941,7 mil. EURO			

10.III.3 Planificarea realizării Proiectelor Transgaz pentru transportul hidrogenului în perioada 2026-2035

Denumire proiect	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului										
Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului										
Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac										
Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor										

Tabel 10 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul hidrogenului pur perioada 2026-2035

10.III.4 Beneficiile Proiectelor pentru transportul hidrogenului

Utilizarea hidrogenului ca vector de energie este un element esențial pentru dezvoltarea durabilă. Cu toate acestea, există multe provocări pentru implementarea componentelor unui sistem energetic bazat pe hidrogen. La nivel european, este acceptată ideea că prezența hidrogenului în sectorul energetic este o soluție care va rezolva o serie de probleme, precum securitate energetică, echitate energetică și mediu sustenabil. Prin armonizarea acestor elemente, se fundamentează baza prosperității și competitivității la nivelul fiecărei țări.

Sistemul energetic al României și, implicit, sectorul gazelor naturale, sunt în transformare. Contextul european își va pune amprenta asupra lor, iar hidrogenul va fi unul dintre componentele importante și integrante ale sistemului energetic. Hidrogenul deschide un nou capitol al tranziției energetice, în care proprietățile sale unice îi permit utilizarea pentru stocarea și distribuția energiei, fără emisii de dioxid de carbon, prin toate formele de întrebuințare.

10.1. Comparație TYNDP ENTSOE 2024 cu Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2026-2035

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2024	Denumire proiect TYNDP 2024
1.	7.1	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	-	-
2.	7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României	-	-
3	7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical		
4.	7.4	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare; Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare	TRA-A-1268	Romania-Serbia Interconnection
6.	7.5	Dezvoltarea/ Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	-	-
7.	7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	TRA-N-603	Capacity increase at RO-BG IP Ruse Giurgiu
	7.7	Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret		
	7.8	Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova		
8.	7.9	Eastring - România	TRA-A-655	Eastring - Romania
9.	7.10	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	-	-
10.	7.11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	-	-
11.	7.12	Modernizare SMG Negru Vodă 1	-	-

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2024	Denumire proiect TYNDP 2024
12.	7.13	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	TRA-N-602	Upgrading GMS Isaccea 2 and GMS Negru Voda 2
13.	7.14	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	TRA-N-888	Upgrading GMS Isaccea 3 and GMS Negru Voda 3
14.	7.15	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	TRA-N-1080	Interconnection between NTS and the Black Sea LNG Terminal
15.	7.16	Terminal GNL	-	-
16.	7.17	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	-	-
17.	7.18	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	-	-
18.	7.19	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	-	-
19.	7.20	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	-	-
20.	7.21	Stație de Comprimare Hațeg	-	-
21.	7.22	Stație de Comprimare Isaccea	-	-
22.	9.5.1.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului		
23.	9.5.1.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului		
24.	9.5.1.3	Modernizarea conductei Marea Neagră-Podișor pentru transportul hidrogenului		
25.	9.5.1.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului		
26.	9.5.1.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului		
27.	9.5.1.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului		
28.	9.5.1.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului		
29.	9.5.1.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului		
30.	9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibeuști-Jupa-Horia-Nădlac	H2T-A-1014	Giurgiu Nădlac hydrogen corridor with new H2 interconnector
31.	9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	H2T-A-1015	New Hydrogen pipeline from Black Sea area to Podișor
32.	8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale–Bilciurești	UGS-F-311	Bilciuresti daily withdrawal capacity increase
33.	8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	USG-F-398	Ghercesti Underground Gas Storage in Romania
34.	8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale Fălticeni (Moldova)	USG-N-399	Falticeni UGS

Nr. crt.	Cod proiect PDSNT	Denumire proiect PDSNT	Cod proiect TYNDP 2024	Denumire proiect TYNDP 2024
35.	8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	USG-N-371	Sarmasel underground gas storage in Romania
36.	8.5	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	USG-N-606	Modernization of the natural gas storage infrastructure - Balaceanca UGS
37.	8.6	Unitate de stocare Depomureș		

Tabel 11- Comparație coduri PDSNT 2026 - 2035 cu TYNDP 2024

11. 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 ceea ce privește modalitățile de finanțare luate în considerare pentru realizarea proiectelor majore de dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2026–2035 sunt constituite din surse proprii și surse atrase.

În analiza resurselor financiare s-a luat în considerare doar necesarul acoperirii proiectelor cu statut FID. Valoarea Proiectelor Majore Transgaz pentru perioada 2026-2035, cu statut FID și A non FID estimată la 260,82 milioane euro, va fi acoperită în procent de 27% din surse proprii și 73% din surse împrumutate.

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.

12. SCENARIILE DO MINIM ȘI DO MAXIM

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

Varianta 1 – DO MINIM

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
7.1	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	FID
7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României	FID
7.4	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică <i>Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare;</i> <i>Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare"</i>	A non FID
7.12	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	FID
7.13	Modernizare SMG Negru Vodă 1	FID
Înmagazinare		
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze– Bilciurești	FID
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	FID
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	A non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	FID

Tabel 12 - Lista proiecte majore – Scenariul de referință " DO MINIM"

Varianta 2 – DO MAXIM

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
Transport gaze naturale		
7.1	Amplificarea Stațiilor de Comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclu combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă	FID
7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaș – NT Horia în vederea	FID

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
	creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României	
7.3	Extinderea sistemului național de transport gaze naturale, parte a Coridorului Vertical	LA non FID
7.4	Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica SERBIA, Petrovaselo – Comloșu Mare – Mokrin (Serbia), inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică <i>Etapa I: Petrovaselo – Comloșu Mare;</i> <i>Etapa II: Comloșu Mare - Mokrin (Serbia), tronson Comloșu Mare – granița România – Serbia și Stație Măsurare Gaze Comloșu Mare”</i>	A non FID
7.5	Dezvoltare-Modernizare infrastructura de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	LA non FID
7.6	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	LA non FID
7.7	Interconectare România – Ucraina pe direcția Gherăiești - Siret	LA non FID
7.8	Creșterea capacității de transport gaze naturale spre Republica Moldova	LA non FID
7.9	Eastring - România	LA non FID
7.10	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	LA non FID
7.11	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	FID
7.12	Modernizare SMG Negru Vodă 1	FID
7.13	Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2	LA non FID
7.14	Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3	LA non FID
7.15	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	LA non FID
7.16	Terminal GNL	LA non FID
7.17	Conductă de transport gaze naturale Isaccea – Șendreni	LA non FID
7.18	Conductă de transport gaze naturale Onești – Coroi	LA non FID
7.19	Conductă de transport gaze naturale Coroi – Botorca	LA non FID
7.20	Conductă de transport gaze naturale Hațeg – Petrovaselo	LA non FID
7.21	Stație de Comprimare Hațeg	LA non FID
7.22	Stație de Comprimare Isaccea	LA non FID
Transport hidrogen		
9.5.1	Modernizarea conductei Isaccea – Jupa pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.2	Modernizarea conductei Giurgiu - Nădlac pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.3	Modernizarea conductei Marea Neagră - Podișor pentru transportul hidrogenului	LA non FID

Nr. proiect	Denumire proiect	Statut
9.5.4	Modernizarea conductei Onești - Ungheni pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.5	Modernizarea interconectării România - Serbia pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.6	Modernizarea conductei Coroi – Medieșu Aurit pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.7	Modernizarea conductei Negru Vodă - Isaccea pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.8	Modernizarea conductei Vadu – T1 pentru transportul hidrogenului	LA non FID
9.5.9	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor–Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	LA non FID
9.5.10	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră-Podișor	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	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	Modernizarea infrastructurii de înmagazinare gaze naturale - Bălăceanca	LA non FID
8.6	Retehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș	FID

Tabel 13- Lista proiecte majore – Scenariul de referință " DO MAXIM"

13. PLANUL DE MODERNIZARE ȘI DEZVOLTARE INVESTIȚII PENTRU PERIOADA 2025-2027

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
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)				
1.2	SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE (Anexa 2)				
2	DEZVOLTAREA SISTEMULUI DE TRANSPORT GAZE ȘI INSTALAȚII AFERENTE				
2.1.	CONDUCTE DE TRANSPORT GAZE NATURALE				
1	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Posada-Boboilna, la subtraversare râu Prahova zona Nistorești-Breaza, jud. Prahova				
2	Deviere conducte de transport gaze naturale DN 800 Onești-Han Domnești și DN 500 Onești-Adjudul Vechi, în zona loc. Căiuți jud. Bacău				
3	Punerea în siguranță traversare aeriană peste pârâul Nadișa cu conducta de transport gaze naturale DN 500 Helegiu-Racova, firele F1,,și F2, zona Enăchești, jud. Bacău				
4	Conducta de interconectare între conducta de transport gaze naturale DN800 BRUA și conducta de transport gaze naturale DN500 Vest II, tronson Hațeg – Bouțari, în zona localității Totești, jud. Hunedoara (inclusiv SPC DN500 Vest 1 și Vest 2, zona localității Copaci, jud. Hunedoara)				
5	Montare gară de godevil DN 500 pe conducta Munteni - Bârlad				
6	Punere în siguranță conducta de racord DN200 SRM Cornu la traversarea aeriană râu Prahova, zona Cornu				
7	Punere în siguranță traversare aeriană râu Oituz cu conducta de transport gaze naturale DN700 și DN800 Moghioros-Onești, zona Ferastrau-Oituz				
8	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Dn 500 Posada-Bobolîa la subtraversare rau Prahova, zona Silistre, jud. Prahova				
9	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Fântânele-Bistrița DN150 (Fir 1) și DN250(Fir 2) la subtraversarea raului Sieu, zona Crainimat, jud. Bistrița-Năsăud				
10	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Posada-Bobolia (stanga rau) la subtraversarea raului Prahova, zona Comarnic, jud. Prahova				
11	"Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Schitu Golești-Govora-Drăgășani, subtraversare Râu Topolog, în zona localității Țigveni, jud. Argeș				
12	Înlocuire tronson conductă Botoșani - Bucecea, în zona sat Baisa, jud. Botoșani				
13	Punere în siguranță traversare aeriană râu Târnava Mare cu conducta de transport gaze naturale DN 700 Seleuș - Hetiur - Iașu în zona localității Secuieni, județ Harghita				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
14	Punerea în siguranță subtraversare râu Siret cu conducta de transport gaze naturale DN 350 Tisauți - Bucecea, în zona localității Siminicea, județ Suceava PT				
15	Punere în siguranță conducta DN500 Schitu Golești - Govora - Drăgășani, râu Doamnei, zona Domnești				
16	Montare gară primire PIG și instalație reglare gaze în punctul Cruce pe conducta DN 500 Ișalnița-Panou 402-Cruce, jud. Dolj				
17	Punere în siguranță supratraversare pârâu Câlneș cu conducta de transport gaze naturale DN400 Costișa-Piatra Neamț, zona Podoleni, jud. Neamț				
18	Cuplarea traversării aeriene a raului Siret în conducta de transport gaze naturale DN 800 Han Domnesti-Tecuci, zona Cosmesti				
19	Punere în siguranță CTGN DN 300 ocolire Piatra Neamț în zona Văleni și montarea unei instalații de reglare presiune gaze naturale în zona localității Săvinești, jud. Neamț				
20	"Punerea în siguranță a conductei DN 700 Moghioroși - Onești și DN 800 Moghioroși - Onești în zona loc. Hârja(Pistoiaia), com. Oituz, Jud. Bacău				
21	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Corunca-Coroi-Sinca București 28"-24"-20" Platou Izvor Sinaia-Filipești, în zona localității Valea Târsei, jud. Prahova, punct Ferma				
22	"Punere în siguranță subtraversare Râu Siret cu conducta DN 500 Onești - Adjudul Vechi, în zona localității Adjudul Vechi, jud. Vrancea				
23	Punerea în siguranță subtraversare râu Provița cu conducta de transport gaze naturale DN 700 Platou Sinaia - Filipești, în zona localității Provița de Sus, jud. Prahova				
24	Punere în siguranță subtraversare pârâu Șușița cu conducta de transport gaze naturale DN 250 Racord SRM Focșani în zona localității Țițești jud. Vrancea				
25	Punere în siguranță traversare aeriană a pârâului Paloș cu CTGN DN300 Beia-Hoghiz în zona SPC Paloș, jud. Brașov				
26	"Punere în siguranță subtraversare pârâu Nisipoasa cu conducta de transport gaze naturale DN400 Govora-Drăgășani, în zona satului Scăioși, județul Vâlcea				
27	Punerea în siguranță tronson conductă gaze naturale DN 350 Căței - Baia Mare la subtraversarea pârâului Bloaja, zona localității Cernești, jud. Maramureș				
28	"Punere în siguranță conducta de transport gaze naturale 20"" Drăgușeni - Spătăreni, în zona localității Drăgușeni, județul Suceava				
29	Punere în siguranță tronson conducta transport gaze naturale DN 300 Satu-Mare-Baia-Mare la subtraversarea pârâului Ilba, zona Ilba , jud. Maramureș				
30	Punerea în siguranță a subtraversării raului Ampoi cu conducta de transport gaze naturale DN 200 Alba Iulia- Zlatna, în zona localității Presaca Ampoiului, jud. Alba				
31	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 300 Simeria - SRM Hunedoara I în zona localităților Bârcea Mică și Peștișu Mare, județul Hunedoara				
32	Punere în siguranță traversare aeriană peste râu Plapcea cu conducta de transport gaze naturale DN 100 racord alimentare SRM Scornicești, jud. Olt				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
33	Adaptare la teren și montare gară de primire GODEVIL DN 700 pe conducta de transport gaze naturale DN 700 Inel București				
34	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Schitu Golești - Pitești - Corbu (Fir 2) zona Pitești				
35	Modernizare conductă de racord și SRM Vladimirescu, localitatea Vladimirescu, jud. Arad				
36	Punere în siguranță a conductei DN 80 Racord Alimentare Ucea de Jos și adaptare la teren SRM Ucea de Jos				
37	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN500 Schitu Golești-Tigveni la traversarea aeriană pârâului Valea Danului, zona loc.Valea Danului, jud. Argeș				
38	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Corbu-Turnu Măgurele F2 la subtraversarea râului Vedea, zona localității Icoana, jud. Olt				
39	Interconectare conducta de transport gaze naturale DN 800 Crevedia - Podișor cu conducta DN 400 Gura Șuții - București în zona localității Slobozia Moară, județul Dâmbovița				
40	Punere în siguranță traversare aeriană pârâul Racovița și pârâu Moașa cu CTGN DN 200/150mm Racord SRM Turnu Roșu în zonele Racovița și Sebeșul de Sus, județul Sibiu				
41	"Punere în siguranță conducta de transport gaze naturale DN 80 - Racord alimentare cu gaze SRM Bisericani în zona Schit Bisericani, jud. Neamț				
42	Conducta de racord și SRM Craiova 1, inclusiv împrejmuire teren				
43	Realizarea unei capacitati suplimentare de transport între conductele de transport gaze naturale DN 400 Vintu - Sibiu și DN 500 Lunca - Sibiu				
44	Punere în siguranță traversare aeriană a pârâului Valea Morii cu conducta DN 150 Racord SRM Daneș în zona SRM Daneș, jud. Mureș PT				
45	Punerea în siguranță a subtraversarilor râului Târgului cu conducta de transport gaze naturale Dn 500 Schitu Golești - Slătioarele și cu conducta de racord DN 150 alimentare gaz SRM Mihăești, în zona localității Mihăești, județul Argeș				
46	Punere în siguranță conducta de transport gaze naturale Dn 300 Tazlău - Săvinești, zona loc. Nechit, judet Neamț				
47	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale - Racord alimentare Dn 200 SRM Buciumeni, judet Dâmbovița				
48	Punere în siguranță a conductei de transport gaze naturale Dn 500 Carpinis - Fieni, în zona UAT Moroeni, județul Dâmbovița				
49	Punere în siguranță traversare aeriană peste pârâul Filipea cu conducta de transport gaze naturale Dn 500 Helegiu - Racova, fir F1, zona Livezi				
50	Punere în siguranță traversare aeriană a raului Mureș cu conducta Dn 600 Band - Gănești - Botorca - Băcia (Vest III) în zona Sânmarghita, județul Mureș				
51	Punere în siguranță traversare aeriană a râului Olt cu conducta Dn 600 Barcut - STC Sinca, în zona municipiului Fagaras, judet Brașov				
52	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Dn 500 Schitu Golești - Tigveni, în zona Deal Carbune, județul Argeș				
53	Punere în siguranță conducta Dn 800 BRUA în zona localității Hurezani - Totea, județul Gorj				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
54	Punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale Dn 500 Onești - Adjulul Vechi amplasata la subtraversarea râului Trotus, în zona localității Urechești				
55	PUNERE ÎN SIGURANȚA COTGN MOINEȘTI- DĂRMĂNEȘTI, ÎN ZONA VĂSIEȘTI, MUNICIPIUL MOINEȘTI				
56	Punere în siguranță a CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN500 Tigveni-Govora, în zona localității Piatra, județ Argeș				
57	Punerea în siguranță traversare/subtraversare parau Ozunca cu conductele de transport gaze naturale Dn 700 Iasu - Deal Moghioros, DN 800Batani-Sanzaieni, în z.Valea Batani, loc. Batanii Mari JUD. Covasna				
58	Montare robinet de reglare debit în cadrul SMG Negru Voda 2				
59	Reabilitare conducta Dn 800 Moghioros - Onești, zona Bogdanesti - Onești				
60	Conducta de transport gaze naturale Ramnicu Valcea - Tetila (inclusiv alimentare cu energie electrica, protecție catodică și fibra optică)				
61	Conducta de transport gaze naturale Ghercești - Jitaru				
62	"Conducta Transport Gaze Naturale Techirghiol - Ovidiu "				
63	Conducta de transport 28" Gănești - Botorca și realizare interconectari între conducta nou 28" Coroi - Gănești și conductele 28" Band - Idrifaia, respectiv 24" Coroi - Botorca - Bacia (Vest II), în zona localităților Bahnea și Gănești				
2.2	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE TRANSPORT A SNT				
1	Conducta de transport gaze naturale pentru alimentare cu gaze naturale CET Mintia (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
2	Conducta de transport gaze naturale Orlat-Gura Râului				
3	Conductă de Transport Gaze Naturale DN600 Mihai Bravu – Siliștea (fara Dunare)				
4	Creșterea capacității de transport a SNT și a siguranței aprovizionării cu gaze naturale a Sucursalei Electrocentrale Ișalnița (județul Dolj) și a Sucursalei Electrocentrale Turceni (județul Gorj)				
4.1	Conductă de transport gaze naturale NT Hurezani – Bibești – NT Turburea, județul Gorj				
4.2	Conductă de transport gaze naturale Țânțăreni – Turceni, județul Gorj				
4.3	Conductă Racord CCGT Ișalnița, județul Dolj				
4.4	Punere în siguranță subtraversare râu Gilort cu conducta de transport gaze naturale DN500 Turcinești-Ișalnița, în zona localității Turburea-Aninoasa, jud. Gorj				
5	Amplificarea stațiilor de comprimare Podișor și Bibești în vederea creșterii capacității de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a centralelor de producere energie electrică în ciclul combinat de la Mintia, Ișalnița și Turceni, inclusiv a unităților administrativ teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă				
6	Achiziție Compresor Centrifugal pentru : Amplificarea Stației de Comprimare Podișor în vederea creșterii capacităților de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a Centralelor de la Mintia, Ișalnița și Turceni inclusiv a Unităților Administrativ Teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
7	Achiziție Compresor Centrifugal pentru : Amplificarea Stației de Comprimare Bibești în vederea creșterii capacităților de transport în SNT pentru alimentarea cu gaze naturale a Centralelor de la Mintia, Ișalnița și Turceni inclusiv a Unităților Administrativ Teritoriale și a altor consumatori industriali din zonă				
8	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaş – NT Horia în vederea creșterii capacităților de transport și a siguranței în alimentarea cu gaze naturale în zona de Vest a României				
9	Compresor centrifugal Jupa				
10	"Conducta de transport gaze naturale DN 500 Horia - Borș				
11	Conducta de transport gaze naturale DN 800 Bodosiu - Coroi (inclusiv alimentare cu energie electrica, protecție catodică și fibra optica)				
12	Conducta de transport gaze naturale DN 700 Șăușa- Azomureș-Târgu Mureș				
13	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica Serbia (inclusiv alimentare cu energie electrica, protecție catodică și fibra optica)				
14	Transformarea conductei DN 700 Isaccea - Sendreni în conductă godevilabilă				
15	Conducta de transport gaze naturale Mihăileni - Lunca de Sus (inclusiv alimentare cu energie electrica , protecție catodică și fibra optica)				
16	SCG Coroi (Execuție)				
17	Compresoare centrifugale Coroi				
18	Amplificare Stație de Comprimare Vințu				
19	Compresoare centrifugale Vințu				
2.3	LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII ȘI INSTALAȚII DE SUPRAFAȚĂ PENTRU STAȚII DE REGLARE MĂSURARE (Anexa 3)				
2.4	STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ (Anexa 4)				
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. E¹ ȘI E²				
1	Conducta de transport gaze naturale Deta - Moravita, Jud. Timis				
2	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 1				
3	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 2				
4	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 3				

Nr.crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
5	Conducta de transport gaze naturale Prunișor - Orșova - Baile Herculane - Jupa - LOT 4				
6	Conducta de transport gaze naturale Lugașu - Huedin				
7	Conducta de transport gaze naturale Segarcea – Băilești – Calafat Lot 1 + Lot 2 Segarcea - Băilești				
8	Conducta de transport gaze naturale Segarcea - Băilești – Plenița Lot 3 Băilești – Plenița				
9	CTGN Bentu, CTGN Siliștea București-Cotu Ciorii				
10	Conducta de transport gaze naturale Rădăuți-Horodnic de Jos-Vicovu de Sus (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibra optică)				
11	Conducta de transport gaze naturale Vernești - Mărăcineni - Poșta Călnău, Județul Buzău, Etapa II = Mărăcineni - Poșta Călnău				
12	Conducta de transport gaze naturale Ghergheasa - Focșani				
13	Conducta de transport gaze naturale Vladimirescu - Lipova				
14	Conducta de transport gaze naturale Runc - Borsec (inclusiv alimentare cu energie electrica, protectie catodica și fibra optica)				
15	Alimentarea cu gaze naturale a localitatilor de pe direcțiile de consum Moinesti – Asauș și Mihaileni-Lunca de Sus, situate în zona ADI "Trotus Gaz Palanca", județele Bacău și Harghita				
16	Alimentarea cu gaze naturale a localităților de pe direcțiile de consum Scânteia – Deleni și Petrești - Costuleni, situate în zona ADI "PLAIURILE JIJIEI", județul Iași				
17	Alimentarea cu gaze naturale a localităților Praid, Lupeni, Corund și Atid, situate în zona ADI GORDON TARNAVA, județul Harghita				
18	Conducta de transport gaze naturale pe direcția Bărbuncești-Măgura-Patarlagele (inclusiv alimentare cu energie electrica, protectie catodica și fibra optica)				
19	Conducta de interconectare între COTGN DN 1200/DN 1000 Tuzla - Podișor și conductele Isaccea - Negru Voda T2 (DN 1200) și T3 (DN 1200)				
20	DEZVOLTAREA SNT ÎN VEDEREA ALIMENTĂRII CU GAZE NATURALE A LOCALITĂȚILOR DIN CENTRU ȘI NORD – ESTUL JUDEȚULUI BOTOȘANI				
20.1	Conducta de transport gaze naturale Coșula-Săveni-Dărăbani				
20.2	Conducta de transport gaze naturale Dorohoi-Dărăbani (inclusiv alimentarea cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)				
20.3	Conducta de transport gaze naturale Stăuceni – Ștefănești				
21	Conducta de Transport Gaze Naturale pe direcția Petelea - Aluniș, jud. Mureș (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibra optică)				
22	Conducta de interconectare între conducta de transport gaze naturale DN 1200/1000 Tuzla-Podișor și NT Podișor, jud. Giurgiu				

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	2025	2026	2027	2028
1	Modernizare NT Jugureanu, inclusiv alimentare cu energie electrică a obiectivului, cât și a componentelor de acționare și automatizare, jud. Brăila				
2	Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare și automatizare la NT Munteni-linie electrica și post de transformare				
3	NT Sendreni - Reabilitare elemente de construcție, instalație mecanică și modernizarea instalațiilor de alimentare cu energie electrică, de automatizare, efracție, supraveghere video și incendiu				
4	Montare gara primire godevil DN600/ANSI40 în NT RECAS				
5	Modernizari NT Lazaresti-Alimentare cu energie electrică a componentelor de acționare , automatizare și supraveghere obiectiv				
6	Montare robinet de reglare în cadrul NT Hurezani pe direcția Hurezani-Corbu-București fir godevilabil				
7	Modernizare NT Cornești, inclusiv automatizarea obiectivului				
8	Modul de reglare presiune gaze naturale, în cadrul NT Podișor, interconectare Corbu - Crevedia pe direcția NT Moșu, jud. Giurgiu				
9	Consolidare teren și extindere împrejmuire NT Sarmasel Refacere împrejmuire, cai de acces, amenajări și consolidare teren la NT Sarmasel				
10	Modernizare NT Masloc (stabilizare teren)				
11	Modernizare NT Manesti, inclusiv alimentarea cu energie electrica a componentelor de acționare și automatizare				

PMDI – Anexa 2 – SISTEM COMANDĂ ACHIZIȚII DATE

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
1	Soluție de comunicații industriale interconectate				
2	Interconectare, control și monitorizare sistem SCADA BRUA				
3	Interconectare, control și monitorizare sistem SCADA conducte magistrale TGN				

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

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
1	Alimentare cu energie electrica și instalații electrice interioare la SRM Foieni, județul Satu Mare				
2	Alimentare cu energie electrica SRM Mârșa				
3	Modernizare și înlocuire instalații tehnologice în cadrul SRM Miercurea Ciuc				
4	Înlocuire SRM Măgurele București				
5	SRM Craiova Sud - Podari, racordare la Sistemul National de Transport Gaze naturale, respectiv la Sistemul de distribuție gaze naturale				
6	Modernizare SRM Onești, jud.Bacău				
7	Alimentare cu energie electrica și instalații electrice interioare la SRM Daia				

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
8	Realizare instalație electrică de utilizare la SRM Termocentrala Cuci, loc. Cuci, jud. Mureș - ET Cluj				
9	Paratoner SRM Intercar(Skoda) - ET Mediaș				
10	Montare instalație încălzire gaze la SRM Tulcea Alum				
11	SRM Moinești I (Dealul Mare) racordare la SNTGN respectiv la Sistemul de distribuție gaze naturale				
12	Modernizare SRM Sighișoara				
13	Adaptare la teren SRM Bârlad, jud. Vaslui				
14	Adaptare la teren SRM Vaslui, jud. Vaslui				
15	Înlocuire instalație tehnologică SRM Fantanele jud. Arad				
16	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Cenade				
17	Refacere împrejmuire la SRM Noul Săsesc				
18	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Șona - ET Mediaș				
19	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Crăciunelu de Jos - ET Mediaș				
20	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Filiasi				
21	Alimentare cu energie electrică-soluție panouri voltaice și instalații de utilizare energie electrică la SRM SDE Belciugatele				
22	Adaptare teren pentru SRMP Băbeni				
23	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Ighişul Nou				
24	Alimentare cu energie electrică la SRM Lechința				
25	Înlocuire instalație tehnologică din cadrul SRM Dulcești, județul Neamț				
26	Înlocuire sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și îmbunătățire instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Cucerdea - ET Mediaș				
27	Reîntregirea sistemului de distribuție SRM Bistrița				
28	Reamplasare tablou electric general la SRM Ion Neculce jud. Iasi				
29	Adaptare la teren pentru SRM Fălticeni, jud.Suceava				
30	Adaptare la teren SRM Colibași, jud. Argeș Rest de executat instalații electrice				
31	Adaptare la teren SRM Bârlad, jud. Vaslui Rest de executat instalații electrice				
32	Adaptare la teren SRM Vaslui, jud. Vaslui Rest de executat instalații electrice				
33	Conducta de întregire sistem distribuție gaze naturale pentru SRM Craiova jud Dolj				
34	Înlocuire instalație de filtrare - separare SRM Reșița, județ Caraș-Severin				
35	Înlocuire instalație de filtrare - separare SRM Galați, localitatea Galați, jud. Galați				
36	Modernizare SRM 16 Februarie București				

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
37	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Klara Prod Com CareilV/ ET Cluj				
38	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Roșiori - ET Cluj				
39	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Direști/ET Cluj				
40	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Zagăr				
41	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Somart/ ET Mediaș				
42	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Hărânglab - ET Mediaș				
43	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Bucerdea - ET Mediaș				
44	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Presaca - ET Mediaș				
45	Înlocuire sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice cu paratoner și îmbunătățire instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Balcaciu (Crama Jidvei) - ET Mediaș				
46	Înlocuire SRM Năvodari				
47	SRM IASI 1 Eficientizarea sistemului de măsurare prin înlocuirea și modernizarea instalației tehnologice cu elemente, echipamente corespunzătoare				
48	Înlocuire instalație tehnologică SRM FORTUS IASI				
49	Montare sistem de control al măsurării gazelor naturale la PM Berești-Tazlău, jud. Bacău				
50	Proiectare instalație de reglare presiune gaze naturale pe conducta DN300 Cobatești - Odorhei în punctul de cuplare cu COTGN DN400 Odorhei - Vlahita				
51	Modernizare SCV Urziceni				
52	Adaptare la teren SRM Mintia				
53	Modernizare instalație tehnologică SRMP Jijila- Macin				
54	Alimentare cu energie electrică 20--0,4 KV și instalații electrice interioare la SRM Vințu de Jos II				
55	Alimentare cu energie electrică și instalații electrice interioare la SRM Șura Mare				
56	Relocare generator electric pe gaz de la SRMP Gilau la SRMP Huedin, jud. Cluj				
57	Montare sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice și îmbunătățire instalație de legare la pământ pentru protejarea				

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
	instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Gura Diham/ET Brașov				
58	Inlocuire sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice și îmbunătățire instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Bușteni-Silva/ET				
59	Modernizare Stație de Măsurare Gaze Naturale SMG Negru Vodă 1				
60	Modernizare Stație de Măsurare Gaze Naturale SMG Negru Vodă 2				
61	Modernizare Stație de Măsurare Gaze Naturale SMG Negru Vodă 3				
62	Modernizare Stație de Măsurare Gaze Naturale SMG Isaccea 2				
63	Modernizare Stație de Măsurare Gaze Naturale SMG Isaccea 3				
64	Sistematizare și modernizare instalație tehnologică la SRM Câmpulung Muscel				
65	Sistem de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, cu paratoner și instalație de legare la pământ pentru protejarea instalațiilor mecanice și electrice ce aparțin obiectivului SRM Manastire Faget - ET Medias				

PMDI – Anexa 4 – STAȚII DE PROTECȚIE CATODICĂ

Nr. crt.	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
1	Reamplasare Stație de Protecție Catodică Crăciunel 3				
2	Îmbunătățire protecție catodică pe conducta Cornațel - Avrig				
3	Stație de protecție catodică Mănești (Coadă Izvorului)				
4	Îmbunătățire protecție catodică pe conductele de transport gaze naturale Dn 500 Lunca - Furculești, Dn 400 Furculești – Alexandria și Dn 400 Furculești - Zimnicea, zona UAT Furculești, județul Teleorman				
5	Stație de protecție catodică Poiana Mărului				
6	Stație de protecție catodică Moieciu				
7	Relocare SPC Moara Nouă				
8	Relocare SPC Ovidiu 2 în incinta SPM Ovidiu 4				
9	Stații de protecție catodică pe conducta de transport gaze naturale DN400 Gura Șuții – București, tronson Cuza Vodă – SRM Joița, inclusive pe racordul de alimentare a SRM Avicola Titu				
10	Stații de protecție catodică pe conductele de transport gaze naturale DN600 Șendreni – Siliștea, DN500 Adjulul Vechi – Siliștea și DN800 Șendreni - Siliștea				
11	Stație protecție catodică Halchiu II pentru conducta de transport gaze naturale DN 200 Codlea – Uzina Feldioara				

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

Nr. crt	Denumirea categoriei de lucrări	2025	2026	2027	2028
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	2025	2026	2027	2028
1	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE Ø20" HATEG - DEALUL BABII - PAROSENI, zona Dealul Babii, jud. Hunedoara				
2	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI Ø 10" FRASIN - SPĂTĂREȘTI în zona Spătărești				
3	LUCRĂRI PRIVIND PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ RACORD DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE SRM RĂCĂCIUNI, zona popas turistic Dumbrava				
4	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 500 SARMASEL - BAI A MARE - SATU MARE, zona Sucutard				
5	PUNEREA ÎN SIGURANȚĂ A CONDUCTEI DN 350 LUNA - AIUD, DN250 LUNA – OCNA MUREȘ (FIR I) ȘI DN250 LUNA -OCNA MUREȘ (FIR II), zona Razboieni				
6	Punerea în siguranță a conductei DN 300 Agârbiciu - Sibiu, zona Șeica Mare				
7	PUNEREA în SIGURANȚĂA CONDUCTEI DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 300 CORMENIS-APA, zona Buciumi				

Notă: Programul de modernizare și dezvoltare investiții 2026-2028 aprobat în HCA nr. 31 din 18 decembrie 2025 cu actualizările ulterioare.

- Lucrări care au fost finalizate.
- Lucrări care nu au fost finalizate în anul estimat inițial și se continuă.
- Lucrări conform estimării inițiale.

În cadrul PMDI pentru anul 2026 și a estimărilor pentru perioada 2027-2028 au fost cuprinse investiții în dezvoltări ale SNT în conformitate cu prevederile Legii 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, investiții care să asigure extinderea Sistemului Național de Transport în zone cu sisteme de distribuție nou înființate.

Valorile estimate pentru dezvoltarea rețelei de transport pe teritoriul României sunt cuprinse în PMDI la capitolele **LUCRĂRI ACCES SNT** și **DEZVOLTAREA SNT CONFORM LEGII 123/2012 (ACTUALIZATA), ART.130, AL. E¹ SI E², astfel:**

- mii lei -

	BVC 2026	Estimat 2027	Estimat 2028
Lucrări acces SNT	61.063	33.161	22.716
Dezvoltare SNT conform legii 123/2012	177.152	261.865	227.746
TOTAL	238.215	295.026	250.462

Sumele cuprinse în Planul de Dezvoltare a SNT 2026-2035 privind extinderea și dezvoltarea SNT asigură posibilitatea racordării la SNT a localităților din România, în conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, actualizată, cu modificările și completările ulterioare și cele ale Ordinului ANRE nr. 82/2017.

14. 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** 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.

Prin resursele sale semnificative și prin oportunitățile oferite de poziționarea geografică, România își poate asigura un grad ridicat de securitate energetică și integrare regională, sectorul energetic putând deveni un veritabil "motor de creștere economică".

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 diversificare a surselor externe de import necesită o **infrastructură adecvată de transport**. Pentru a răspunde cerințelor politicii Uniunii Europene în domeniul energiei bazată pe cele trei obiective fundamentale: **siguranță energetică, dezvoltare durabilă și competitivitate**, **SNTGN Transgaz SA** a prevăzut în planul de administrare 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, 2026 – 2035, Transgaz** dorește să își consolideze poziția de lider în sectorul energetic, 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, aliniat cerințelor actuale din Acordul Verde 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.

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. 9,9 miliarde euro (din care 260,82 milioane euro pentru proiecte FID și A non FID), proiecte ce vor avea ca rezultat crearea unor 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.

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	Agenția Națională a Resurselor Minerale
BVB	Bursa de Valori București
SNT	Sistemul Național de Transport gaze naturale
SRM	Stație de Reglare Măsurare gaze naturale
SCV	Stație Comandă Vane
NT	Noduri Tehnologice
SMG	Stație de măsurare pe conductele de transport internațional
SCG, SC	Stație de Comprimare gaze naturale
SPC	Stație de Protecție Catodică
SOG	Stație de Odorizare gaze naturale
SCADA	Sistem de Comandă și Achiziție Automata a Datelor
BG	Bulgaria
UA	Ucraina
HU	Ungaria
RO	România
DN	Diametru Nominal
L	Lungime
Pn	Presiune nominală

Listă figuri, grafice și tabele

FIGURI

Figura 1- Harta organizării teritoriale a SNTGN Transgaz SA.....	10
Figura 2 - Harta Sistemului Național de Transport Gaze Naturale și capacitățile în punctele de întreconectare transfrontaliere (Mld.Smc/an)	12
Figura 3- Reprezentarea schematică a pieței gazelor naturale din România	14
Figura 4 - Lungimile sistemelor de transport gaze naturale din țările vecine.....	17
Figura 5 - Harta culoarelor aferente proiectelor majore din SNT.....	42
Figura 6 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depogaz.....	71
Figura 7 – Proiecte majore de înmagazinare gaze naturale – Depomureș.....	79
Figura 8 - Propunere a "coloanei vertebrale" a SNT pentru transportul hidrogenului, Sursă: Transgaz (2021).....	85

GRAFICE

Grafic 1 - Evoluția cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane.....	8
Grafic 2 -Pondere consumului de gaze SNT în total gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării	8
Grafic 3- Previțiuni ale cantităților de gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane	9
Grafic 4 - Structura acționariatului Transgaz la 31 decembrie 2025	9
Grafic 5-Consumul de gaze naturale pe piața din România în perioada 2016–2025 (GWh) (lipsa dec.2025)	29
Grafic 6- Consumul sezonier de gaze naturale în perioada 2016-2025 (TWh) (lipsa decembrie)	29
Grafic 7 – Producția internă de gaze naturale în funcție de principalii producători	31
Grafic 8 – Sursele de aprovizionare cu gaze naturale în perioada 2016-2025.....	31
Grafic 9– Prognoza producției de gaze naturale ROMGAZ în perioada 2026–2035.....	32
Grafic 10– Prognoza producției de gaze naturale Black Sea Oil and Gas în perioada 2026–2035.....	32
Grafic 11– Prognoza producției de gaze naturale OMV Petrom în perioada 2026–2035.....	32
Grafic 12 – Prognoza producției de gaze naturale Neptun Deep în perioada 2026–2035	32
Grafic 13– Prognoza producției de gaze naturale în perioada 2026–2035 conform producătorilor de gaze naturale	33
Grafic 14– Capacități rezervate în perioada 2015-2026	35
Grafic 15 - Producția de hidrogen pe tipuri de tehnologii, exprimată în tone, pentru perioada 2017-2021, Sursă: Analiză Horvath pe baza informațiilor primite de la principalii producători/consumatori de hidrogen din industrie (Februarie 2022)	82
Grafic 16-Consumul de hidrogen pe ramuri industriale, exprimat în procente medii, pe perioada 2017 - 2021, Sursă: Analiză Horvath (Februarie 2023)	82
Grafic 17 - Rezumatul consumului estimat de hidrogen regenerabil și cu amprentă redusă de carbon împărțit pe sectoare exprimat în procente pentru anul 2030, Sursă: Analiză Horvath (Aprilie 2023)	83
Grafic 18 – Statutul Proiectelor Majore pentru transportul gazelor naturale.....	97
Grafic 19-Costul proiectelor majore pentru transportul gazelor naturale (mil.Euro)	98
Grafic 20– Efortul investițional pentru proiecte FID pentru transportul gazelor naturale.....	103
Grafic 21 - Efortul investițional pentru proiecte A non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro)	104
Grafic 22 - Efortul investițional pentru proiecte FID și A non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	104
Grafic 23 - Efortul investițional pentru proiecte LA non FID pentru transportul gazelor naturale în funcție de termenul estimat de finalizare (mil. Euro).....	106
Grafic 24- Statut Proiecte Majore de înmagazinare.....	109
Grafic 25 – Costul estimat al proiectelor majore de înmagazinare (mil. Euro).....	109
Grafic 26- Efortul investițional pentru proiectele de înmagazinare în funcție de termenele de finalizare (mil. EURO)	110
Grafic 27 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului.....	112
Grafic 28-Costul proiectelor majore pentru transportul hidrogenului (mil.Euro).....	112

TABELE

Tabel 1 - PEAK și consum maxim 14 zile	30
Tabel 2 - Punctele de import gaze naturale.....	39
Tabel 3 – Prognoze valoare N-1 pe perioada 2025-2033.....	40
Tabel 4 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul gazelor naturale.....	97
Tabel 5 – Proiecte pentru care se aplică procedura Open Season	98
Tabel 6 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul gazelor naturale în perioada 2024-2033.....	108
Tabel 7 – Statutul Proiectelor Majore Transgaz pentru transportul hidrogenului.....	112
Tabel 8 - Planificare Proiecte Majore pentru transportul hidrogenului pur perioada 2024-2033	114
Tabel 9- Comparație coduri PDSNT 2024 -2033 actualizat 2025 cu TYNDP 2022.....	117
Tabel 10 - Lista proiecte majore – Scenariul de referință “ DO MINIM”	118
Tabel 11- Lista proiecte majore – Scenariul de referință “ DO MAXIM”	120