

O COMPANIE RESPONSABILĂ, O COMPANIE A VIITORULUI!



**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU SEMESTRUL I 2025
(NEAUDITATE)**

ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU IFRS - UE



Cuprins

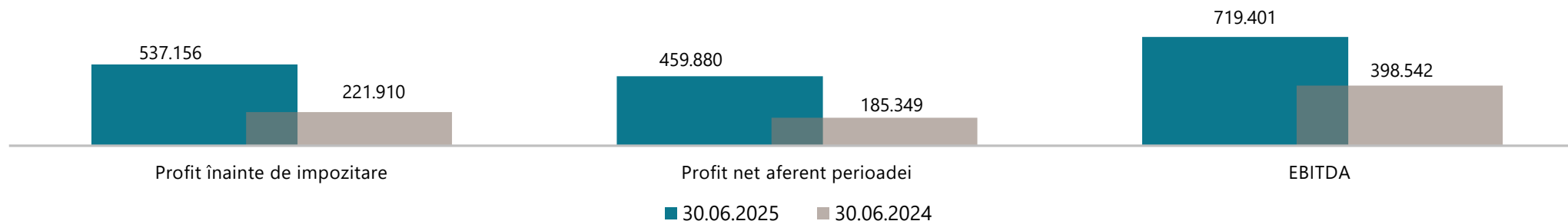
1. Situația rezultatului global individual la 30.06.2025
2. Situația poziției financiare individuale la 30.06.2025
3. Factori de influență a veniturilor
4. Factori de influență a cheltuielilor
5. Situația rezultatului global consolidat la 30.06.2025
6. Situația poziției financiare consolidate la 30.06.2025
7. Factori cheie ai activității
8. Principalii indicatori

1. Situația rezultatului global individual la 30.06.2025 (1)

PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2025	30.06.2024	Diferențe 30.06.2025/30.06.2024	
			Absolute	Relative
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.421.802	1.016.130	405.672	140%
Venituri din activitatea de echilibrare	231.869	114.784	117.085	202%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	451.112	675.817	-224.705	67%
Venituri financiare	130.729	102.995	27.734	127%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	948.720	848.582	100.138	112%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	231.869	114.784	117.085	202%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	451.112	675.817	-224.705	67%
Cheltuieli financiare	66.656	48.633	18.023	137%
Profit înainte de impozitare	537.156	221.910	315.246	242%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	77.275	36.562	40.713	211%
Profit net aferent perioadei	459.880	185.349	274.531	248%
EBITDA	719.401	398.542	320.858	181%
Cifra de afaceri	1.579.304	1.061.349	517.956	149%

Mii Lei

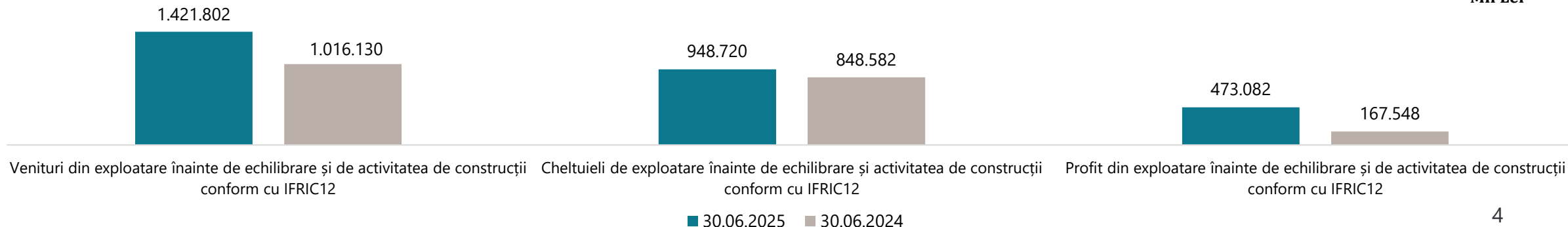


1. Situația rezultatului global individual la 30.06.2025 (2)

PRINCIPALII INDICATORI

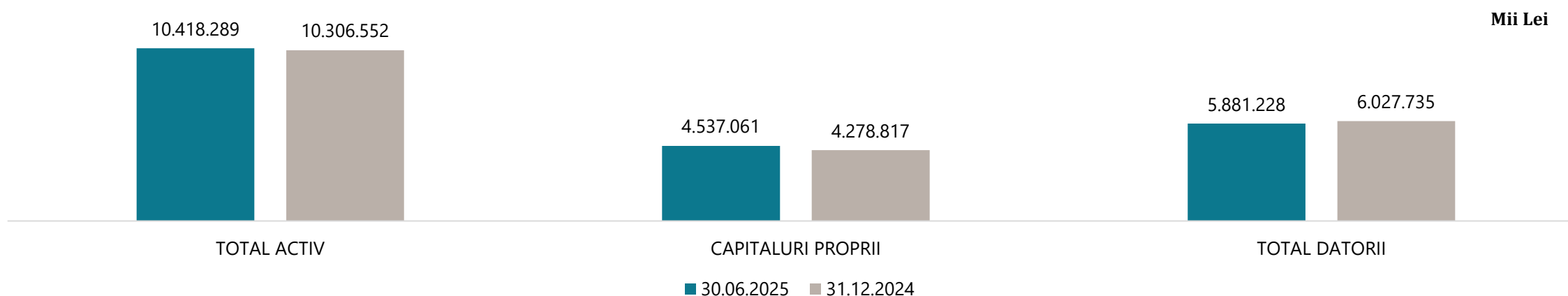
MII LEI	30.06.2025	30.06.2024	Diferențe 30.06.2025/30.06.2024	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de transport	1.343.575	942.107	401.468	143%
Alte venituri	78.227	74.023	4.204	106%
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.421.802	1.016.130	405.672	140%
Cheltuieli cu angajații	337.141	296.751	40.390	114%
Consum gaze SNT, materiale și consumabile utilizate	61.780	58.455	3.325	106%
Cheltuieli cu redevențe	154.511	108.342	46.169	143%
Întreținere și transport	26.199	15.167	11.032	173%
Impozite și alte sume datorate statului	61.278	40.237	21.041	152%
Venituri/(Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-20.724	10.182	x	x
Pierdere/(Castig) din deprecierea creanțelor	6.626	27.168	-20.542	24%
Alte cheltuieli din exploatare	75.590	61.284	14.306	123%
Amortizare	246.318	230.995	15.323	107%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și activitatea de construcții conform cu IFRIC12	948.720	848.582	100.138	112%
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	473.082	167.548	305.534	282%

Mii Lei



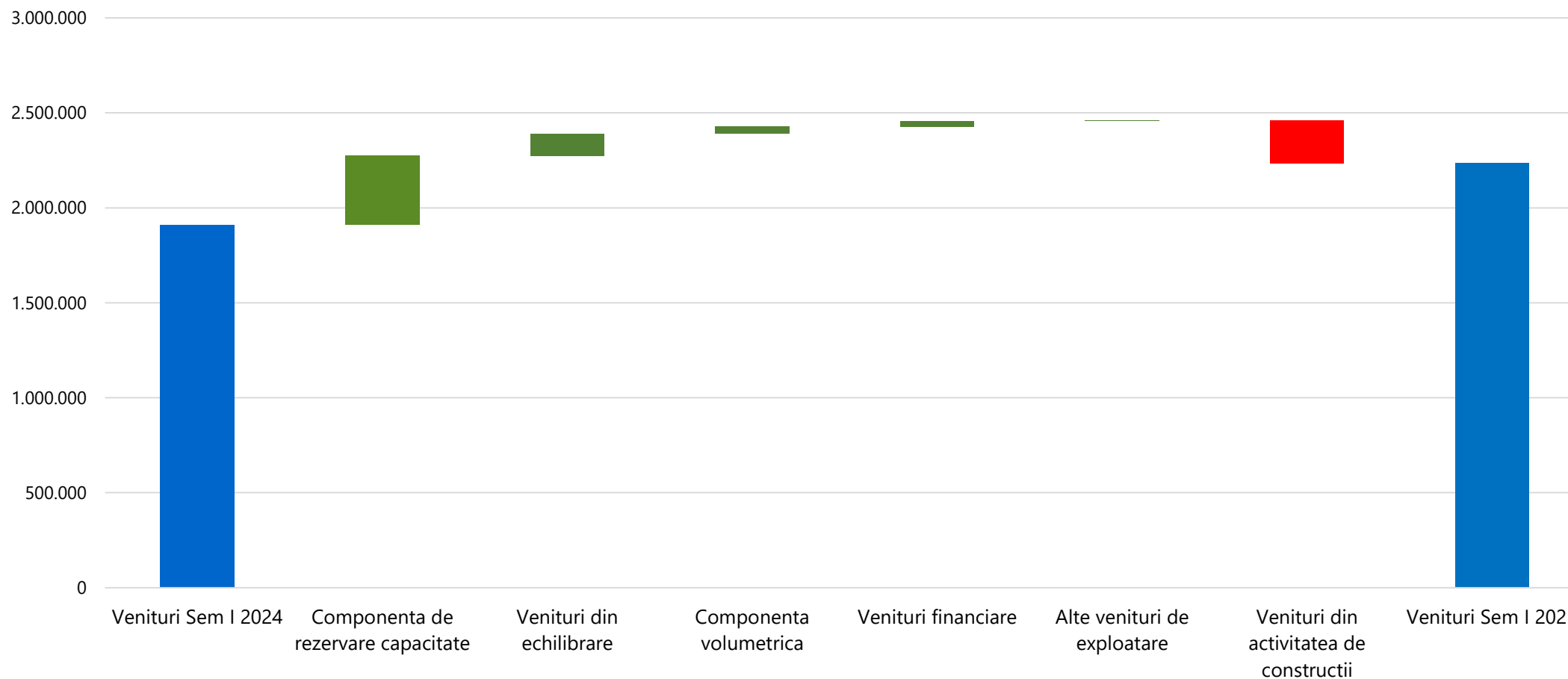
2. Situația poziției financiare individuale la 30.06.2025

MII LEI	30.06.2025	31.12.2024	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	8.748.015	8.382.143	365.872	104%
ACTIVE CIRCULANTE	1.670.274	1.924.409	-254.135	87%
TOTAL ACTIV	10.418.289	10.306.552	111.737	101%
CAPITALURI PROPRII	4.537.061	4.278.817	258.244	106%
DATORII PE TERMEN LUNG	4.181.918	4.556.229	-374.311	92%
DATORII CURENTE	1.699.310	1.471.506	227.804	115%
TOTAL DATORII	5.881.228	6.027.735	-146.507	98%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	10.418.289	10.306.552	111.737	101%



3. Factori de influență a veniturilor (1)

Venituri Sem. I 2025 vs. Venituri Sem. I 2024 (mii lei)



3. Factori de influență a veniturilor (2)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o creștere de **140%** față de veniturile realizate la 30 iunie 2024, respectiv o creștere de 405.672 mii lei.

Începând cu data de 1 octombrie 2023 s-au aplicat tarifele de transport gaze naturale aprobate prin Ordinul Președintelui ANRE nr.68 din 30.05.2023. Venitul reglementat aprobat aferent transportului gazelor naturale în perioada 1 octombrie 2023 – 30 septembrie 2024 este de 1.647.347.820 lei.

Începând cu data de 1 octombrie 2024 s-au aplicat tarifele de transport gaze naturale aprobate prin Ordinul Președintelui ANRE nr.17 din 29.05.2024. Venitul reglementat aprobat aferent transportului gazelor naturale în perioada 1 octombrie 2024 – 30 septembrie 2025 este de 2.005.006.850 lei.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- **veniturile obținute din rezervarea de capacitate** mai mari cu **364.805 mii lei** datorită:
 - *tarifului de rezervare a capacității* mai mare cu 1,545 lei/MWh, cu influență pozitivă de 285.612 mii lei;
 - *capacității rezervate* mai mare cu 7.591.748 MWh, cu influență pozitivă de 31.584 mii lei;
 - *venituri din depășire de capacitate* mai mari cu 40.900 mii lei. Valoarea veniturilor din depășiri de capacitate înregistrată la 30 iunie 2024 este de 63.591 mii lei iar valoarea înregistrată la 30 iunie 2025 este de 104.491 mii lei;
 - *veniturilor din prima de licitație* mai mari cu 6.709 mii lei, ca urmare a licitațiilor de rezervare de capacitate desfășurate conform CAM-NC pe punctele de interconectare; veniturile din prima de licitație înregistrate la 30 iunie 2024 au fost de 27.994 mii lei iar la 30 iunie 2025 de 34.703 mii lei.
- **veniturile obținute din componenta volumetrică** mai mari cu **36.663 mii lei** datorită:
 - *tarifului de transport volumetric* mai mare cu 0,30 lei/MWh, cu influență pozitivă de 23.297 mii lei;
 - *cantității de gaze transportate* mai mare față de semestrul I 2024 cu 8.199.771 MWh, cu o influență pozitivă de 13.366 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		6 luni 2025	6 luni 2024	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	35.243.848	31.953.073	3.290.775
	mii m ³	3.214.197	2.965.517	248.680
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	42.413.150	37.504.154	4.908.996
	mii m ³	3.966.819	3.507.416	459.403
Total	MWh	77.656.998	69.457.227	8.199.771
	mii m ³	7.181.016	6.472.933	708.083

3. Factori de influență a veniturilor (3)

Sem. I 2025 comparativ cu Sem. I 2024

- *alte venituri din exploatare* mai mari cu **4.204 mii lei**.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **117.084 mii lei** pe seama următorilor factori:

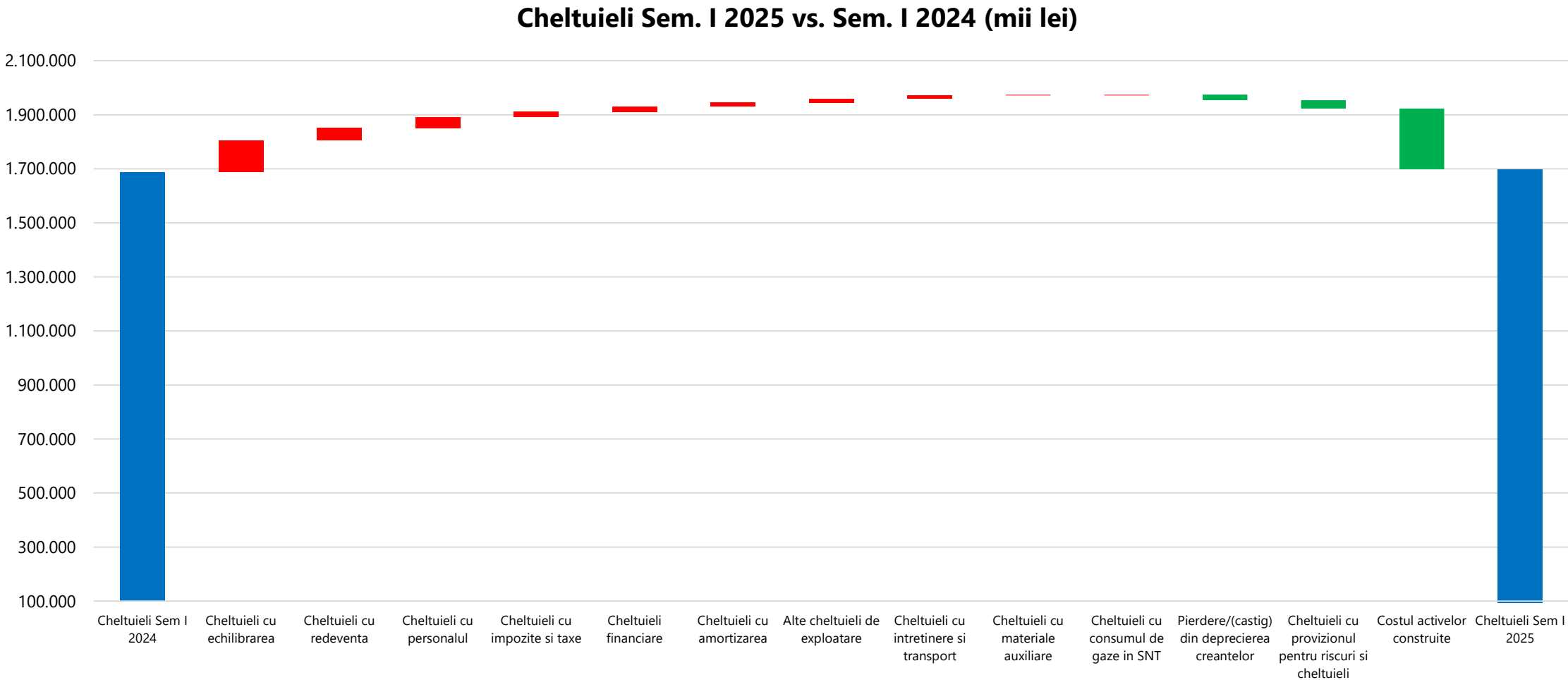
- preț de tranzacționare mai mare cu 94,04 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 87.737 mii lei;
- cantitate mai mare cu 189.962 MWh cu influență pozitivă de 29.348 mii lei;

Veniturile din activitatea de construcții mai mici cu **224.706 mii lei**, înregistrate în conformitate cu IFRIC 12, conform căruia veniturile și costurile aferente serviciilor de construire sau îmbunătățire a rețelei de transport, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal, trebuie recunoscute în conformitate cu IAS 11, Contracte de construcții.

Veniturile financiare cu o influență pozitivă de **27.734 mii lei**.

		Sem. I 2024	Sem. I 2025
Venituri din transport intern gaze naturale, din care:	mii lei	942.107	1.343.575
- Componenta volumetrică	mii lei	113.215	149.878
- Componenta de rezervare capacitate	mii lei	828.891	1.193.697

4. Factori de influență a cheltuielilor(1)



4. Factori de influență a cheltuielilor (2)

Sem. I 2025 comparativ cu Sem. I 2024

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o creștere de **112%** față de 30 iunie 2024, nivelul acestora fiind cu **100.138 mii lei** mai mare.

Societatea a înregistrat economii de 51.448 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 30.906 mii lei;
- pierdere/câștig din deprecierea creanțelor: 20.542 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 151.586 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum de gaze naturale pe sistemul de transport 837 mii lei, datorită următorilor factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului de gaze în SNT mai mică față de 30 iunie 2024 cu 50.065 MWh, cu o influență pozitivă de 6.034 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel realizat la 30 iunie 2024 cu 24,87 lei/MWh cu o influență negativă de 6.871 mii lei;

Conform OUG nr. 119/1 septembrie 2022 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 27/2022 prestatorul serviciilor de transport gaze naturale are obligația de a capitaliza trimestrial costurile suplimentare cu achiziția de gaze naturale, realizate în perioada 1 ianuarie 2022-31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate. La data de 31 martie 2025 Societatea a capitalizat valoarea de 20.548 mii lei.

		30.06.2025	30.06.2024	Diferențe
Cantități consum de gaze	MWh	276.220	326.285	-50.065
naturale în SNT	mii m ³	26.956	30.782	-3.827

- alte cheltuieli de exploatare: 14.306 mii lei, în principal pe seama ajustărilor privind deprecierea activelor curente;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 11.032 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 40.390 mii lei;
- cheltuieli cu redevența: 46.169 mii lei.
- cheltuieli cu amortizarea: 15.324 mii lei pe seama finalizării și punerii în funcțiune a proiectelor de investiții;
- cheltuieli cu materiale auxiliare: 2.488 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 21.040 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **18.023 mii lei**.

Comparativ cu realizările la 30 iunie 2024 profitul brut realizat la 30 iunie 2025 înregistrează o creștere de **242%** respectiv cu **315.245 mii lei** iar profitul net realizat înregistrează o creștere de **248%** respectiv cu **274.532 mii lei**.

5. Companii consolidate din grupul Transgaz



Prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017 s-a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a societății EUROTRANSGAZ SRL în vederea participării cu succes la procedura de privatizare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz. Transgaz este asociat unic la EUROTRANSGAZ SRL.

Din anul 2018, urmare a achiziționării Vestmoldtransgaz SRL din Republica Moldova de către Eurotransgaz SRL, Transgaz, în calitate de societate-mamă întocmește situații financiare consolidate de grup.

Companii consolidate din grupul Transgaz:

		Participație (%)
SNTGN TRANSGAZ SA	Companie mamă	
EUROTRANSGAZ SRL	Societate deținută de SNTGN Transgaz SA	100%
VESTMOLDTRANSGAZ SRL	Societate deținută de Eurotransgaz SRL BERD	75% 25%
PETROSTAR S.A.	Societate deținută de SNTGN Transgaz SA Alți acționari	51% 49%

Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) a devenit, începând cu data de 25.08.2021, asociat cu o participație de 25% în capitalul social al companiei de transport gaze naturale VESTMOLDTRANSGAZ SRL, subsidiara TRANSGAZ din Republica Moldova, care a preluat de la Moldovatransgaz SRL activitatea de operare, exploatare, dispecerizare și transport a gazelor naturale din Republica Moldova.

Prin Hotărârea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor nr. 5 din 9 aprilie 2025, s-a aprobat achiziționarea unei participații de 51% din capitalul social al Petrostar S.A. la un preț maxim de 4.520.143 lei. Procesul de achiziție s-a finalizat în luna mai 2025 iar Societatea deține 51% din capitalul social al Petrostar S.A.

Petrostar S.A. este una dintre cele mai reprezentative companii din România, activând în domeniul cercetării, ingineriei tehnologice și proiectării pentru industria extractivă de petrol și gaze. Achiziția face parte din strategia de dezvoltare a Transgaz, care vizează extinderea capabilităților operaționale în zona serviciilor suport și auxiliare infrastructurii energetice, generarea de venituri suplimentare din activități conexe transportului de gaze naturale precum și valorificarea complementarității dintre domeniile de activitate ale Transgaz și Petrostar.

5. Situația rezultatului global consolidat la 30.06.2025



PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2025	30.06.2024	Modificări 2025/2024	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de exploatare, înainte de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	1.573.478	1.094.849	478.629	144%
Venituri din activitatea de echilibrare	233.935	114.784	119.151	204%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	451.112	675.817	-224.705	67%
Venituri financiare	134.194	110.283	23.911	122%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	1.017.609	915.101	102.508	111%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	233.935	114.784	119.151	204%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	451.112	675.817	-224.705	67%
Cheltuieli financiare	84.167	67.041	17.126	126%
Profit înainte de impozitare	605.896	222.990	382.906	272%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	86.927	39.132	47.795	222%
Profit net aferent perioadei	518.969	183.858	335.111	282%

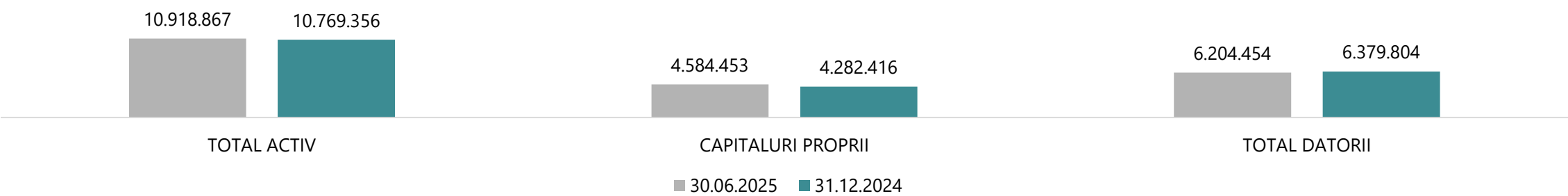
Variația indicatorilor economico-financiari consolidați realizați la 30 iunie 2025, comparativ cu cei realizați în semestrul I 2024 este determinată în principal de variația indicatorilor economico-financiari individuali înregistrați de SNTGN Transgaz SA la 30 iunie 2025 comparativ cu cei realizați în semestrul I 2024.

În semestrul I 2025 Societatea Vestmoldtransgaz SRL din Republica Moldova a prestat servicii de livrare a gazului natural în valoare de 147.111 mii lei.

Comparativ cu realizările la 30 iunie 2024 profitul brut consolidat realizat la 30 iunie 2025 înregistrează o creștere de 272% respectiv cu 382.906 mii lei iar profitul net consolidat înregistrează o creștere de 282% respectiv cu 335.111 mii lei.

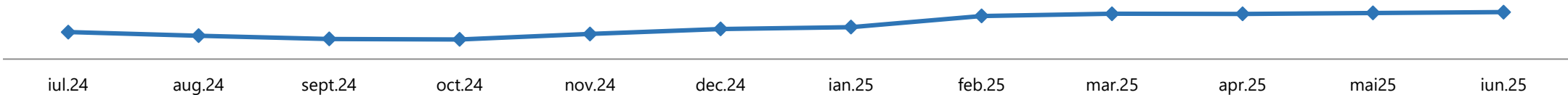
6. Situația poziției financiare consolidate la 30.06.2025

MII LEI	30.06.2025	31.12.2024	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	9.095.154	8.725.834	369.320	104%
ACTIVE CIRCULANTE	1.823.713	2.043.522	-219.809	89%
TOTAL ACTIV	10.918.867	10.769.356	149.511	101%
CAPITALURI PROPRII	4.584.453	4.282.416	302.037	107%
DATORII PE TERMEN LUNG	4.418.559	4.817.274	-398.715	92%
DATORII CURENTE	1.785.895	1.562.530	223.365	114%
TOTAL DATORII	6.204.454	6.379.804	-175.350	97%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	10.918.867	10.769.356	149.511	101%

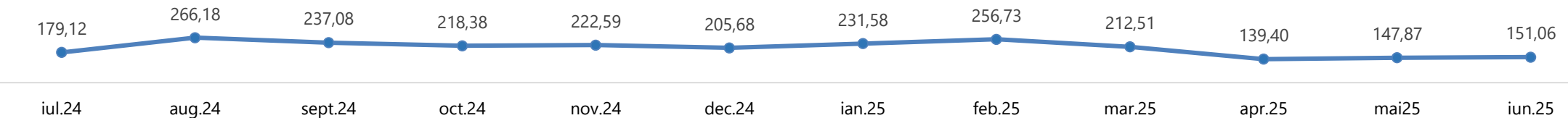


7. Factori cheie ai activității

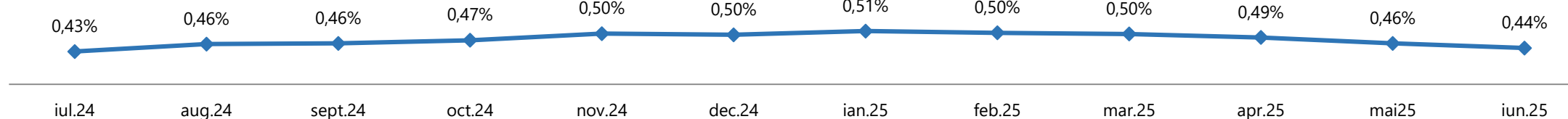
Gaze naturale vehiculate (inclusiv înmagazinare) - mil. mc - rolling 12 luni



Preț (lei/MWH) pentru consum tehnologic



Consum tehnologic în total gaze vehiculate (rolling 12 luni)



Gaze vehiculate, din care:		Sem. I 2024	Sem. I 2025
	MWh	69.602.766,18	77.283.525,74
	mii m³	6.504.953,98	7.208.897,31
	MWh	9.620.667,99	10.993.864,64
	mii m³	903.988,05	903.988,05
- înmagazinare			
Pondere înmagazinare în gaze vehiculate		13,82%	14,23%

		Sem. I 2024	Sem. I 2025
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate, din care:	Mii lei	58.455	61.780
▪ consum si pierderi tehnologice pe sistemul de transport	Mii lei	39.322	40.159
- cantitate consum tehnologic	MWh	326.285	276.220
▪ materiale auxiliare	Mii lei	16.979	19.149
▪ alte cheltuieli materiale	Mii lei	2.154	2.472

INFRASTRUCTURA ACTUALĂ A SNT



Transgaz, ocupă astăzi, a-4-a poziție în topul operatorilor de transport și sistem din Uniunea Europeană, după lungimea infrastructurii de transport gaze naturale gestionată, aprox. 16.315 km, din care: 14.645 km pe teritoriul României, astfel:

- 13.993 km existenți de conducte, și racorduri de alimentare gaz cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar, dintre care 481 km constituie BRUA;
 - 308 km conducta de transport gaze naturale Țărmul Mării Negre- Podișor, proiect finalizat și aflat în fază de recepție, cu termen 15.08.2025;
 - 344 km în execuție, din care:
 - Conducta de transport gaze naturale Timișoara I – Timișoara III, în lungime de 21 km este finalizată, iar în prezent se află în faza de recepție la terminarea lucrărilor;
 - Conducta de transport gaze naturale Ghercești – Jitaru, în lungime de 90 km;
 - Conducta de transport gaze naturale Hațeg- Băcia – Mintia, în lungime de 56,5 km;
 - Conducta de transport gaze naturale Jupa – Prunișor, Lot 1 și Lot 4, în lungime de 98,1 km;
 - Conducta de transport gaze naturale Timișoara – Deta – Denta – Moravița, în lungime de 52 km;
 - Conductă de transport gaze naturale DN 500 Bentu, Conducta DN 500 Siliștea București - Inel Făurei, Perimetru Caragele. Etapa I: Conductă de transport gaze naturale Bentu, Conducta DN 500 Siliștea, București – Cotu Ciorii, în lungime de 12,9 km;
 - Conducta de transport gaze naturale Ariniș – Oarța, în lungime de 13,7 km;
- și aprox.1.670 km pe teritoriul Republicii Moldova.

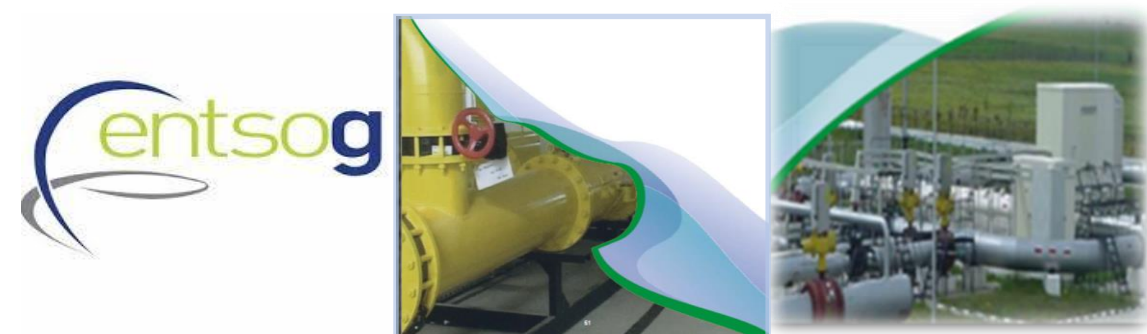
INFRASTRUCTURA ACTUALĂ A SNT



Infrastructura SNT mai cuprinde:

- 1184 SRM-uri în exploatare (1291 direcții de măsurare);
- 60 stații de comandă vane și noduri tehnologice (SCV, NT);
- 9 stații de comprimare (Șinca, Onești, Siliștea, Jupa, Podișor, Bibești, Onești Modernizare, Gherăiești, Vințu de Jos) din care, stația de comprimare gaze Vințu de Jos (jud. Alba) este în probe tehnologice și va asigura presiunea necesară pentru alimentarea centralei electrice în ciclu combinat de gaze naturale de la Mintia;
- 8 Stații de măsurare a gazelor naturale din import/export (SMG), (Giurgiu, Medieșu Aurit, Isaccea I, Isaccea 2, Negru Vodă 1, Negru Vodă 2, Isaccea III, Negru Vodă III);
- 1087 Stații de protecție catodică (SPC);
- 1143 Stații de odorizare (SOG)

În calitate de operator de sistem și de transport gaze naturale certificat conform celui de-al Treilea Pachet Energetic, din iulie 2010 TRANSGAZ este membru ENTSOG (Rețeaua Europeană a *Operatorilor de Transport și de Sistem de Gaze Naturale*), organizație în cadrul căreia compania cooperează cu toți operatorii europeni ai sistemelor de transport gaze naturale.



Prin Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe zece ani, TRANSGAZ propune proiecte majore de investiție, estimate la 9 miliarde euro, investiții pentru dezvoltarea strategică și sustenabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformarea sa la cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Continuitatea activității și asigurarea siguranței și securității energetice

- ✦ Creșterea nivelului de securitate al SNT și de asigurare a aprovizionării cu gaze naturale
- ✦ Piețe energetice competitive – prin crearea condițiilor tehnice necesare pentru dezvoltarea pieței gazelor naturale
- ✦ Modernizarea Sistemului de Guvernanță Corporativă

Creșterea gradului de COMPETITIVITATE a societății

- ✦ Dezvoltarea și modernizarea tuturor proceselor operaționale
- ✦ Creșterea eficienței energetice și diminuarea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului

Creșterea gradului de DEZVOLTARE DURABILĂ a societății prin creșterea capitalului uman, informațional, organizațional și alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității

- ✦ Optimizarea procesului de management al resurselor umane
- ✦ Alinierea la reglementările europene relevante pentru activitatea companiei și asigurarea sustenabilității

Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale

- ✦ Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale prin asigurarea performanței financiare, economice și sociale sustenabile

SNTGN Transgaz SA în calitate de operator al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale, este preocupat de potențialul integrării hidrogenului din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în sistemul de transport gaze naturale, în vederea alinierii la prevederile directivelor europene în vigoare, la cele ale Acordului Verde European.

Obiectivele generale ale societății în acest domeniu, pentru perioada 2021- 2025, sunt următoarele:

- **Dezvoltarea activității de cercetare privind posibilitatea acceptării mix-ului de hidrogen în SNT și modalități de introducere a acestuia în SNT;**
- **Implementarea unei strategii de modernizare și adaptare a infrastructurii existente de transport gaze naturale pentru utilizarea hidrogenului și a altor gaze verzi în vederea decarbonizării.**

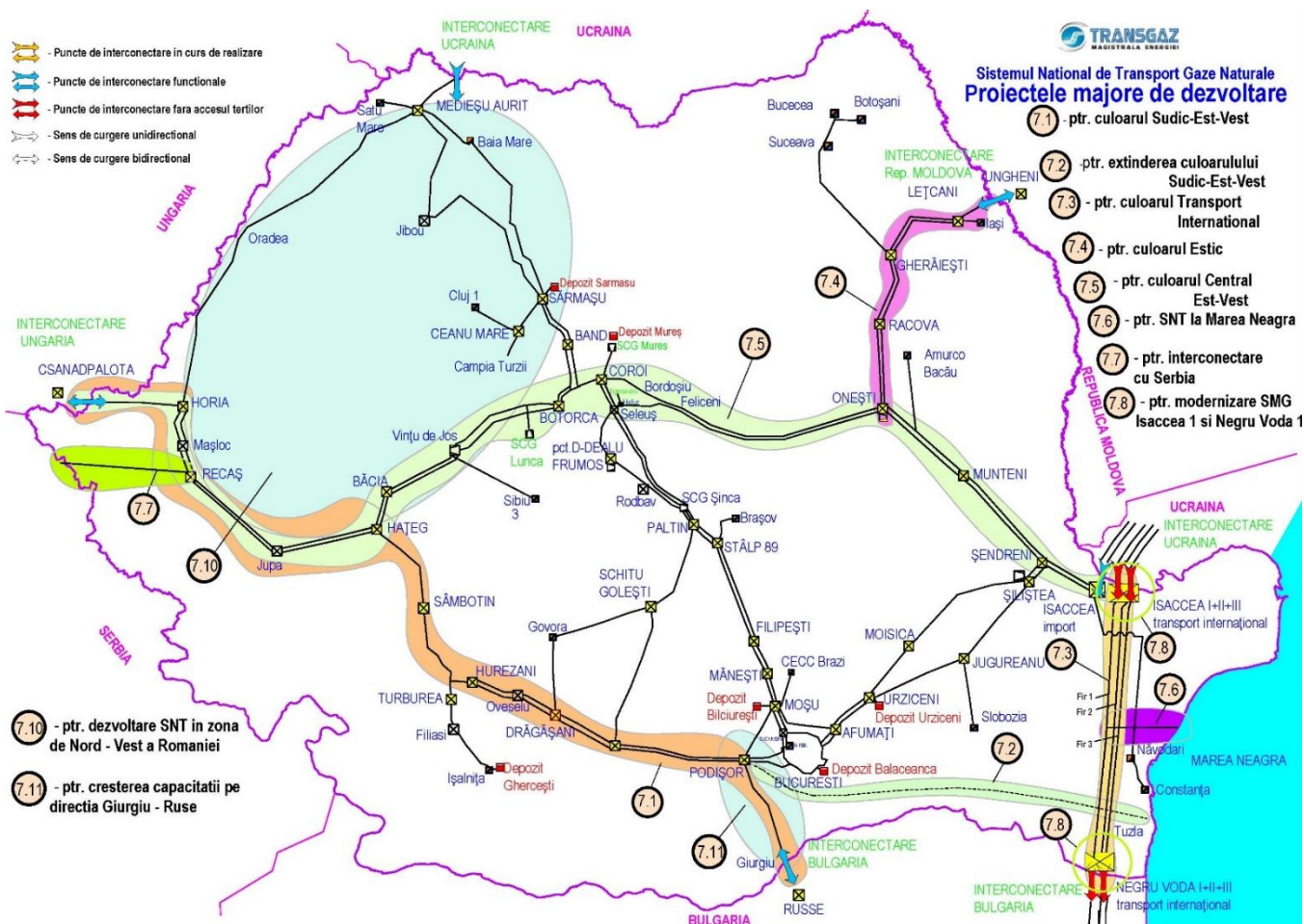
Transgaz are în derulare un PROIECT PILOT pentru utilizarea amestecului de gaze naturale cu hidrogen și studierea influențelor asupra materialelor, sistemelor de măsurare și echipamentelor de ardere (denumit pe scurt "ROHYD").

Studiul își propune să determine implicațiile pe care le are transportul amestecului de metan și hidrogen asupra Sistemului Național de Transport. Obiectivul proiectului este de a evalua efectul amestecului de gaze asupra comportării, în condiții de exploatare normale, a principalelor echipamente și soluții tehnice utilizate în cadrul SNT.

Totodată instalația pilot poate determina impactul amestecului de gaze cu H₂ asupra unei rețele de distribuție gaze până la consumatorul final, inclusiv reducerea emisiilor cu efect de seră prin arderea amestecului de gaze naturale cu hidrogen.

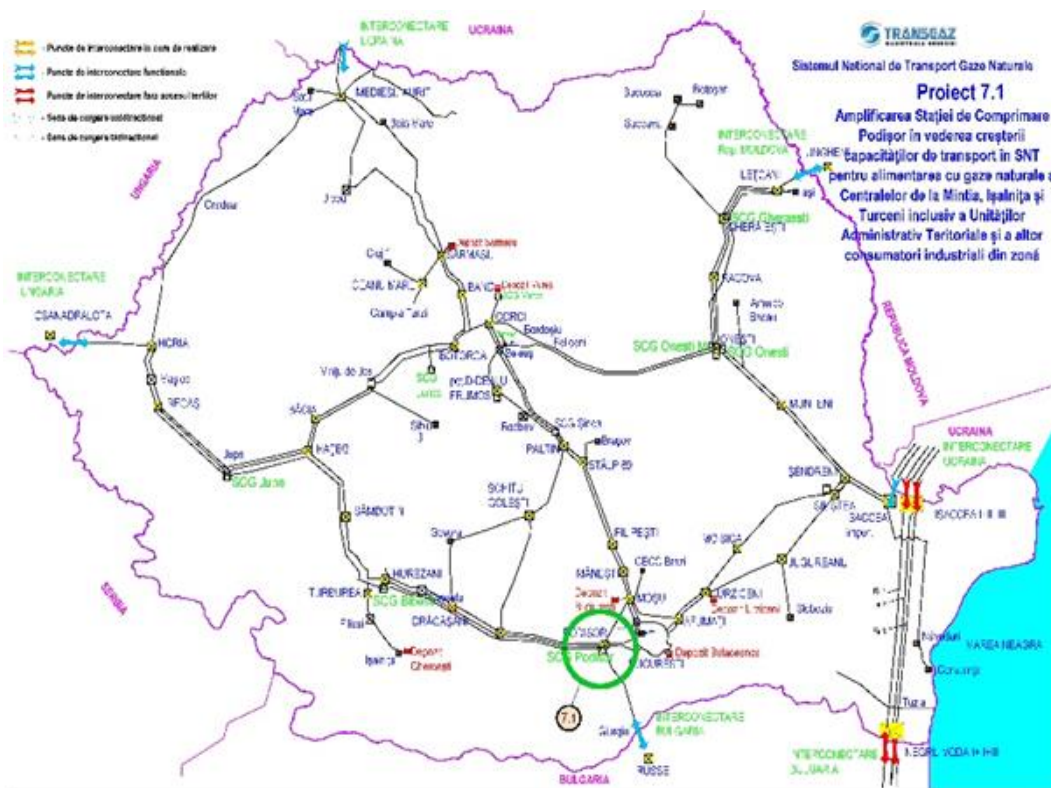
***PROIECTE MAJORE PENTRU
TRANSPORTUL GAZELOR NATURALE
2024-2033***

HARTA CULOARELOR AFERENTE PROIECTELOR MAJORE din SNT



Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
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	2026	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
7.2	Amplificarea Stației de Comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Receaș – 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 Receaș – 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.	A non FID
7.3	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Tuzla – Podișor).	493,9	2025	În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importurile de gaze naturale, accesul la noi surse devine o necesitate imperioasă. Această investiție va permite gazelor din Marea Neagră să intre în SNT și să ajungă, astfel, la operatorii economici și la gospodăriile din localitățile racordate la sistem. Mai mult, acest gazoduct va face legătura cu sursele noi de gaze naturale din Coridorul Transbalcanic și Coridorul Vertical din care face parte și conducta BRUA, fiind necesar și pentru transportul gazelor ce ar urma să vină în România din zona Marii Caspice, din terminalele de LNG din Turcia și Grecia.	FID
7.4	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
7.5	Interconectare România-Serbia	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
7.6	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1-2027 Etapa 2-2028 Etapa 3-2029	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	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, asigurarea securității energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport gaze naturale.	LA non FID

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
7.8	Eastring–România	Faza 1: 1.297 Faza 2: 357 mil.	Faza 1: 2028 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
7.9	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	17,7	2027	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
7.10	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	Etapa 1 2025 Etapa 2 și 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
7.11	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
7.12	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
7.13	Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	19,6	2028	Crearea capacității de transport pentru preluarea gazelor naturale provenite de la terminalul GNL amplasat la țărmul Mării Negre.	LA non FID
7.14	Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	360	2028	Asigurarea securității alimentării cu gaze naturale dintr-o sursă alternativă.	LA non FID
TOTAL		4.103,35 mil.Euro			



Termen de finalizare estimat – 2026

Obiectivul proiectului:

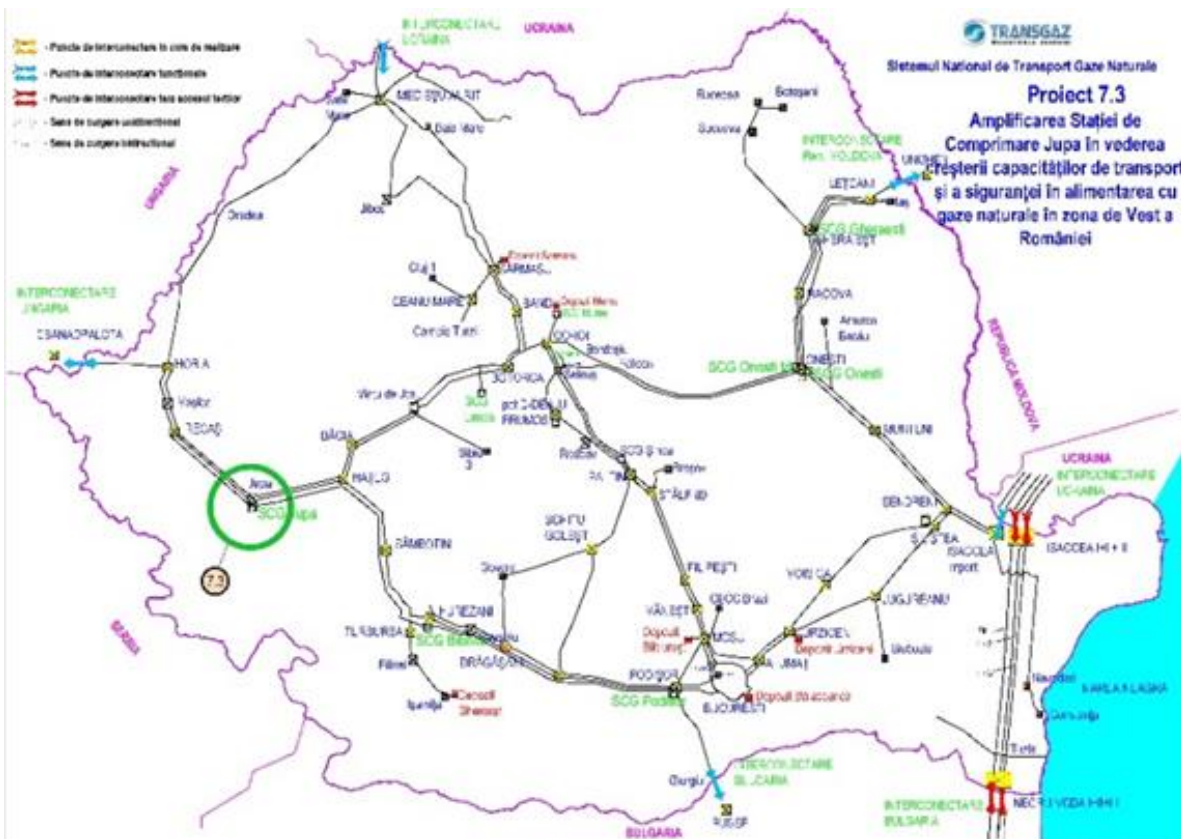
- Amplificarea stațiilor de comprimare de la Podișor și de la Bibești va asigura o aprovizionare constantă cu gaze naturale pentru centralele de la Mintia, Ișalnița și Turceni, dar și pentru alte unități industriale și Unități Administrativ Teritoriale, sporind astfel fiabilitatea sistemului energetic 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.

Investiții necesare:

- creșterea capacității celor 2 stații de comprimare existente Podișor și Bibești prin montarea unui agregat suplimentar în fiecare stație și a unui sistem de filtrare-separare a gazelor și a unui sistem de răcire a gazelor comprimate

Costuri totale estimate:

- 55,54 mil. Euro



Termen de finalizare estimat – 2027

Obiectivul proiectului:

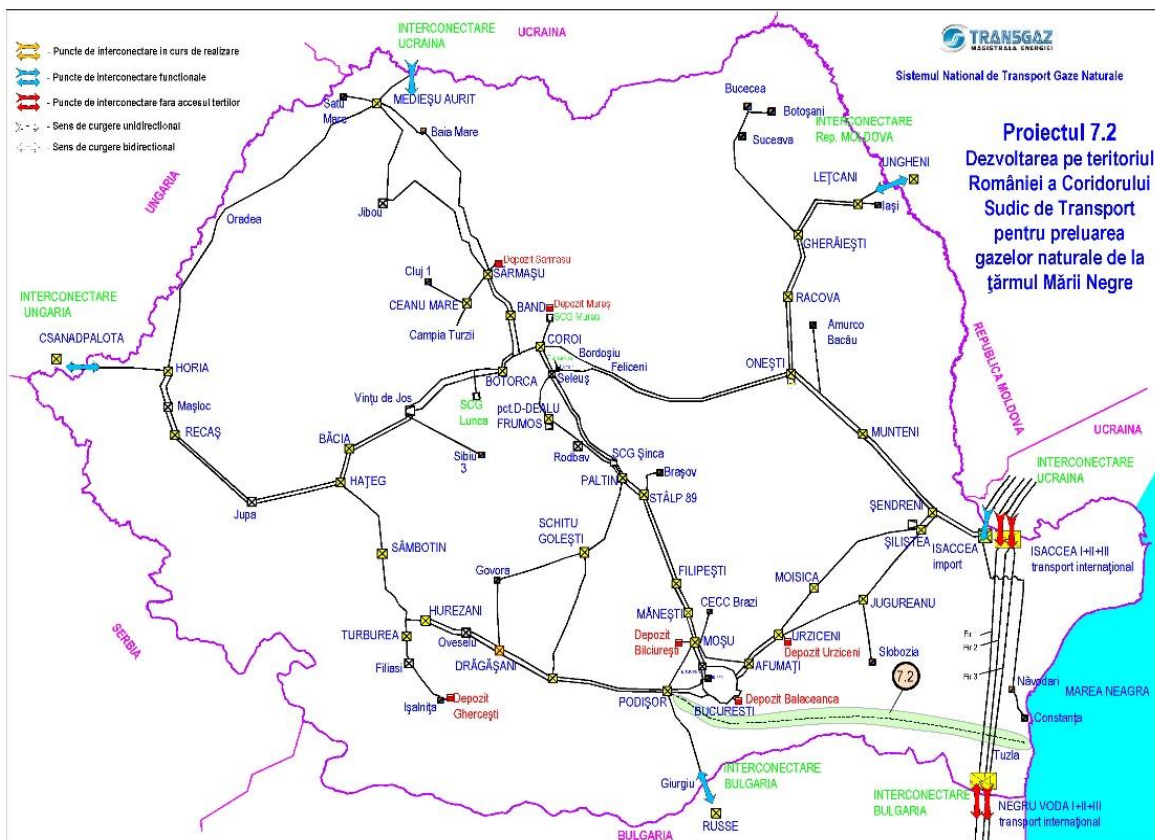
- Amplificarea stației de comprimare Jupa și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaş – NT Horia va asigura vehicularea volumelor suplimentare și presiunilor necesare în sistem pentru alimentarea consumatorilor și echilibrarea sistemului de transport al gazelor naturale din 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.
- Totodată prin realizarea investiției de amplificare a Stației de Comprimare Jupa (STC Jupa) și construcția conductei de transport gaze naturale pe direcția NT Recaş– 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

Investiții necesare:

- Creșterea capacității stației de comprimare existente Jupa prin montarea unui agregat suplimentar
- Construcția conductei de transport pe direcția NT Recaş-NT Horia

Costuri totale estimate:

- 100,21 mil. Euro



Termen de finalizare – 2025 (finalizată și aflată în faza de recepție)

Scop:

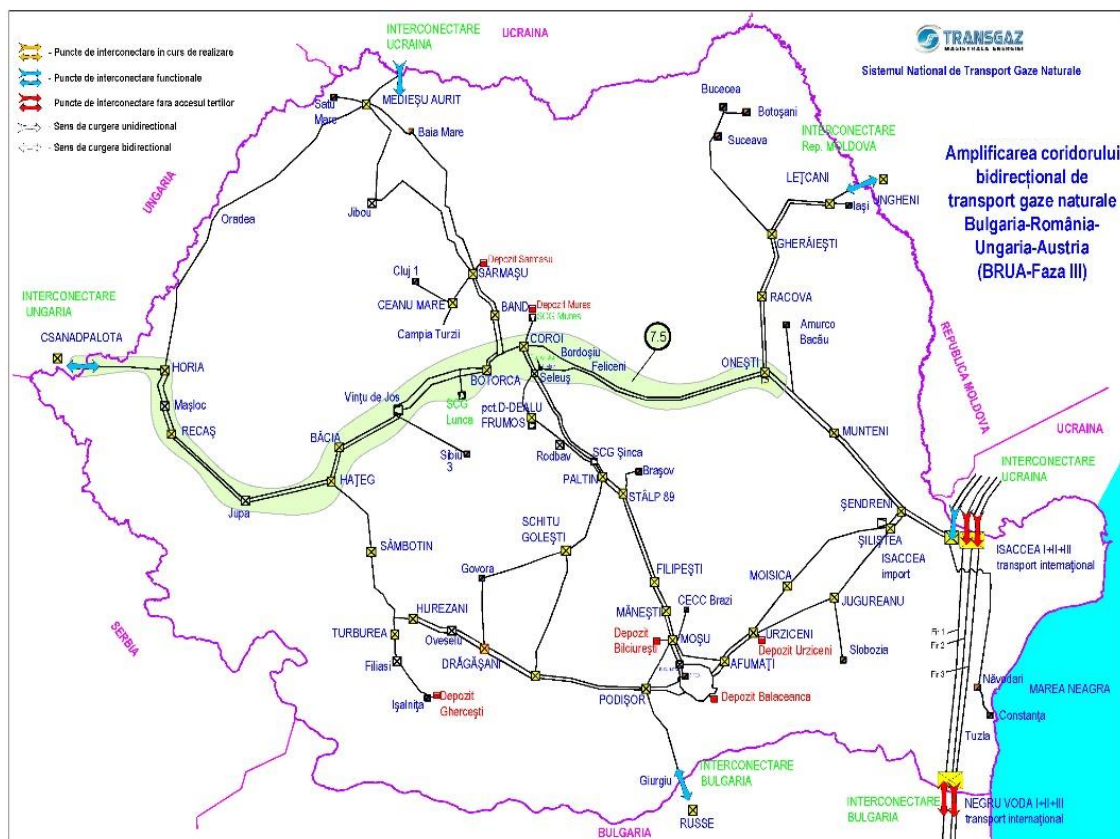
- crearea unei infrastructuri de transport pentru preluarea gazelor naturale ce urmează a fi extrase din Marea Neagră prin construirea unei conducte de transport gaze naturale Tuzla – Podișor.

Investiții necesare:

- conducta Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,4 km, Ø 48" (Dn1200)
- conducta Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, Ø 40" (Dn1000)

Costuri totale estimate:

- 493,9 mil Euro.



Termen de finalizare estimat 2028 - 2029

Scop:

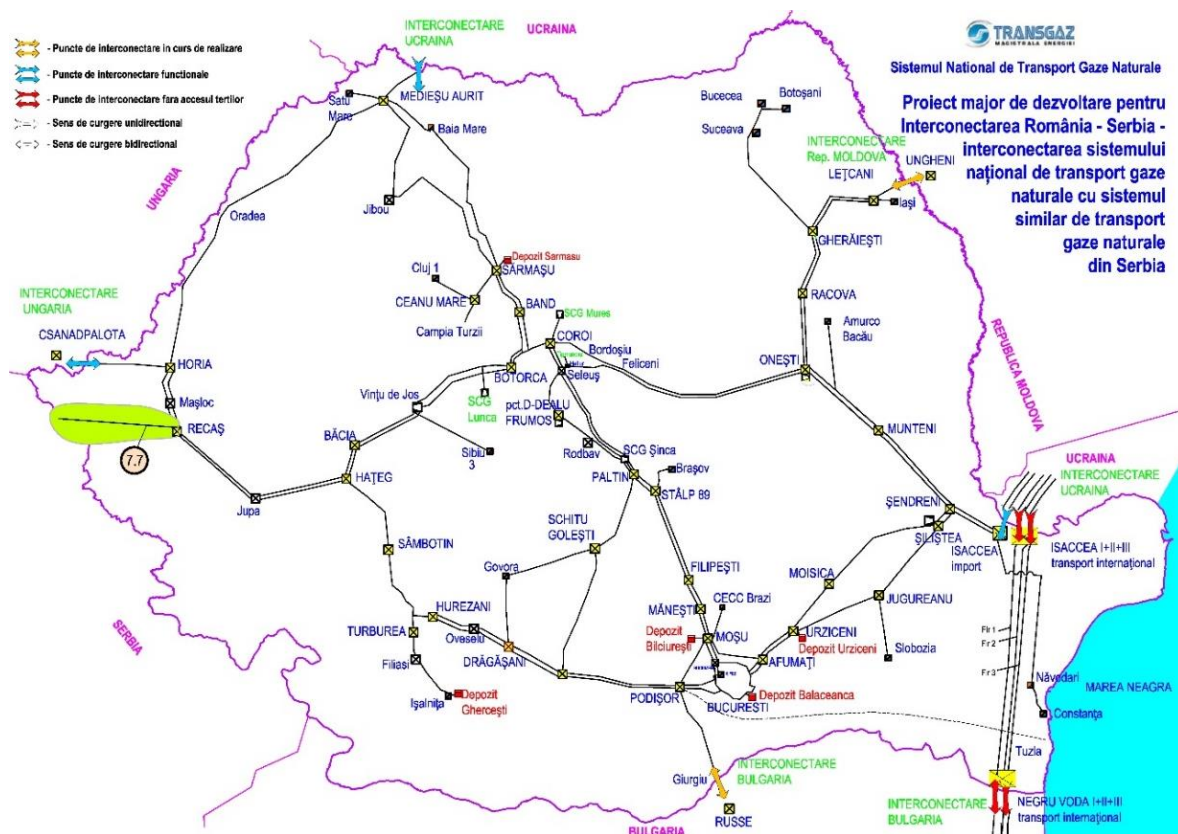
- Creșterea etapizată a capacității de transport pentru asigurarea nivelurilor de capacitate propuse în cadrul procesului de capacitate incrementală, respectiv 4,38 mld mc/an și 5,32 mld mc/an, pentru transportul gazelor de pe Coridorul Vertical

Investiții necesare:

- 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;

Costuri totale estimate:

- 800 mil. Euro



Termen de finalizare estimat – 2028

Scop:

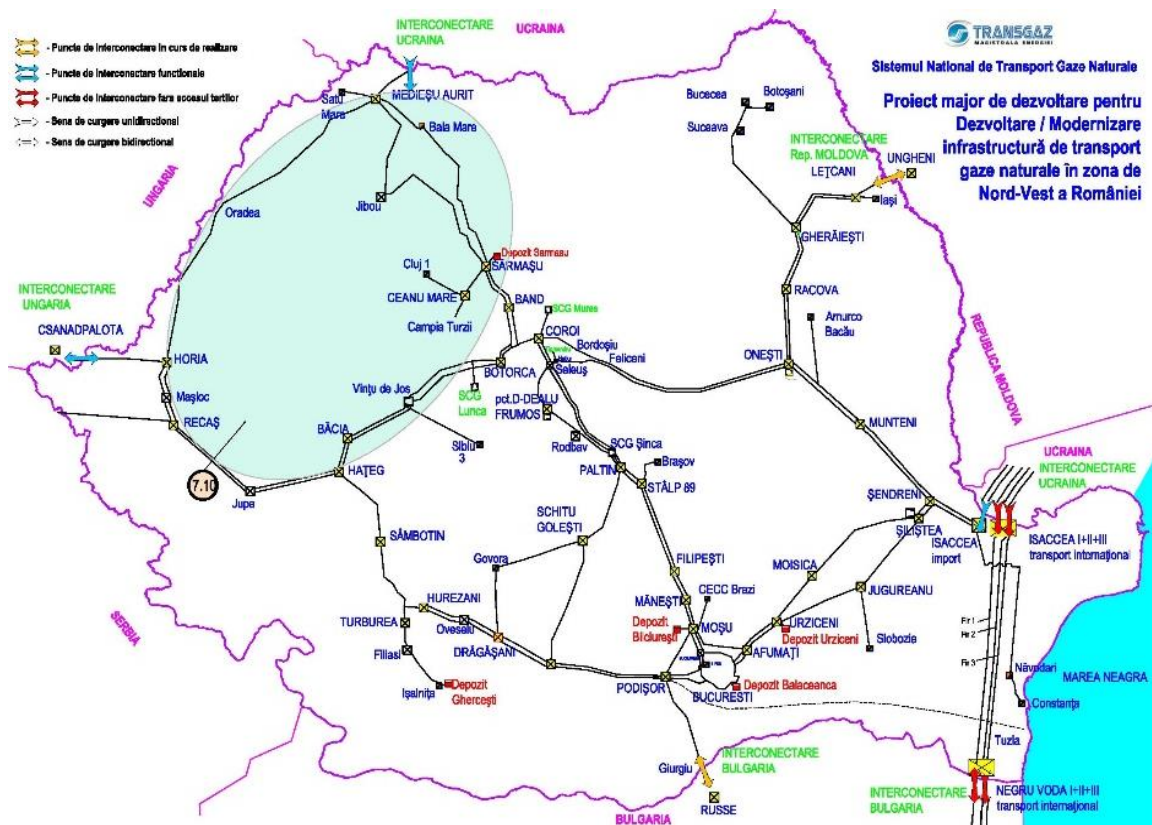
- Creșterea gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune

Investiții necesare:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Recea–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei, care se va cupla la conducta BRUA
- construirea unei SMG la Comloșu Mare

Costuri totale estimate:

- 86,8 mil. Euro



Termen de finalizare estimat – 2029

Scop:

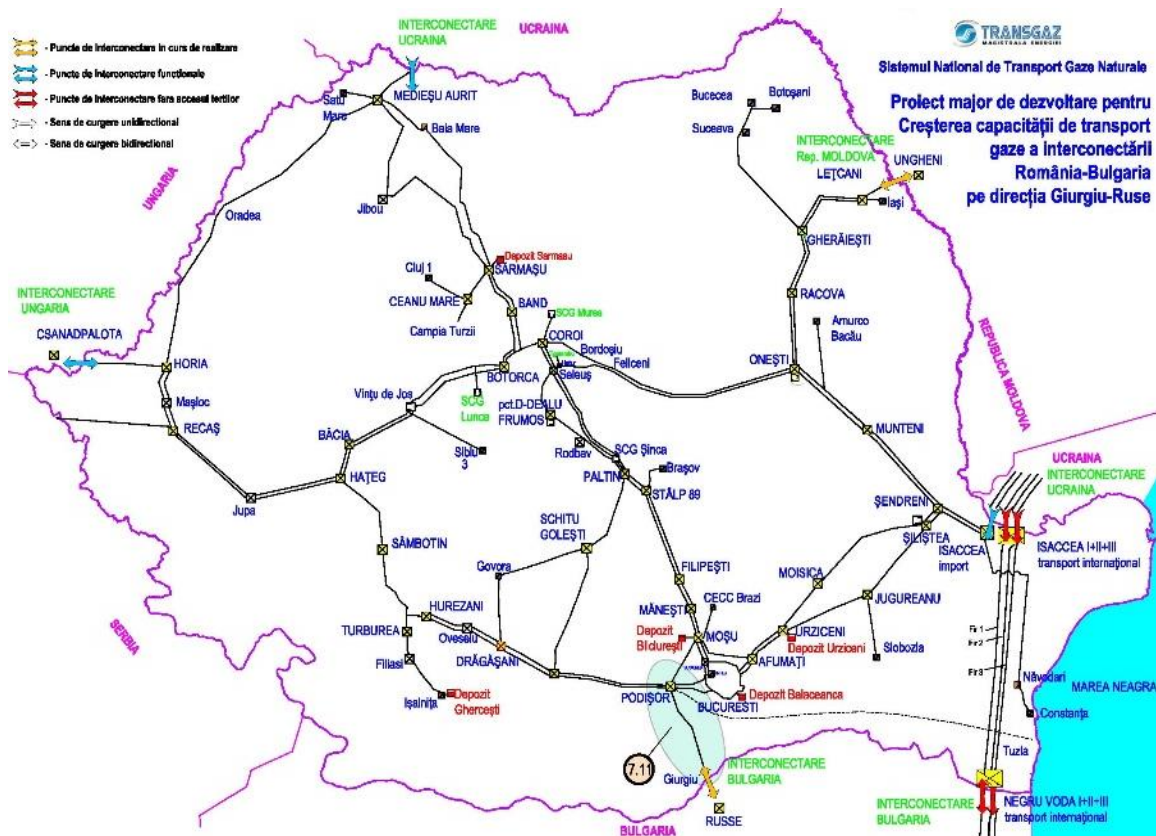
- Realizarea/modernizarea unor obiective aferente Sistemului Național de Transport, din zona de Nord-Vest a României, cu scopul de a crea noi capacități de transport gaze naturale sau de a crește capacitățile existente

Investiții necesare:

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

Costuri totale estimate:

- 405 mil. Euro



Termen de finalizare estimat – 2027

Scop:

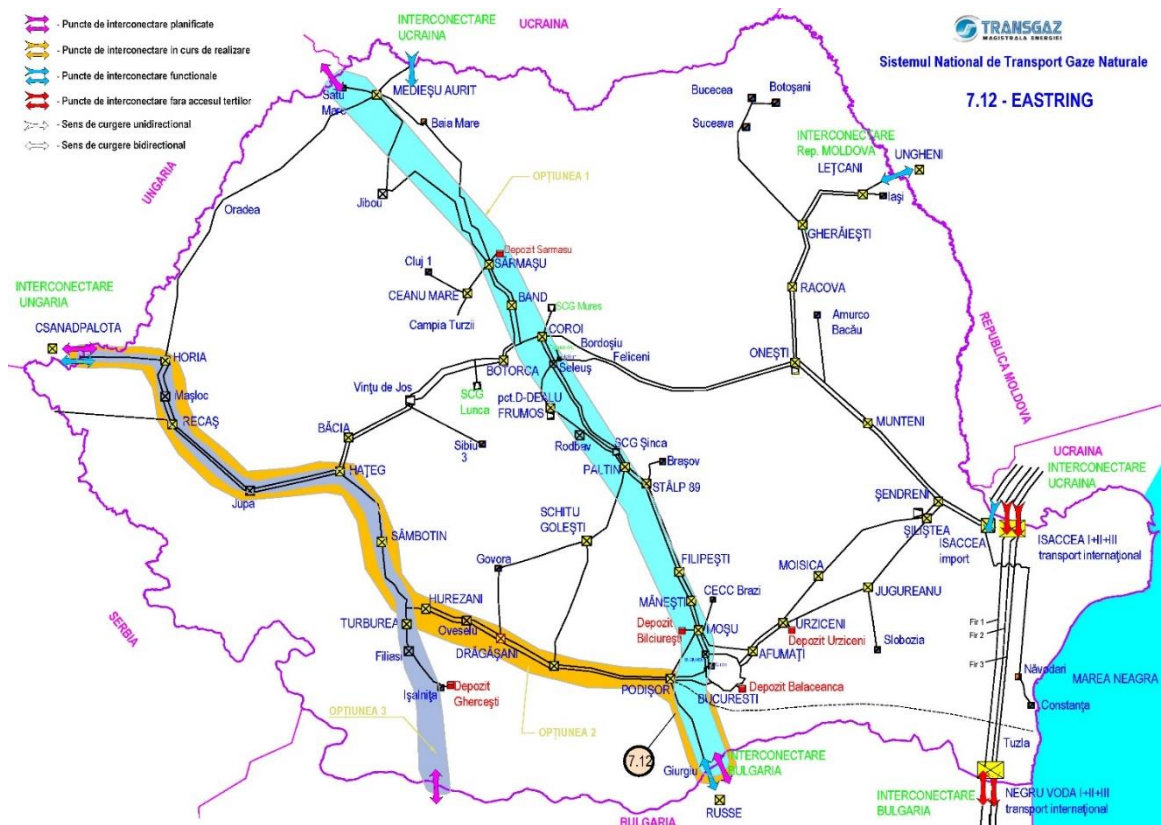
- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

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

Costuri totale estimate:

- 51,8 mil. Euro



Termen de finalizare estimat – 2028 – Faza 1
2033 – Faza 2

Scop:

- **EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest.**

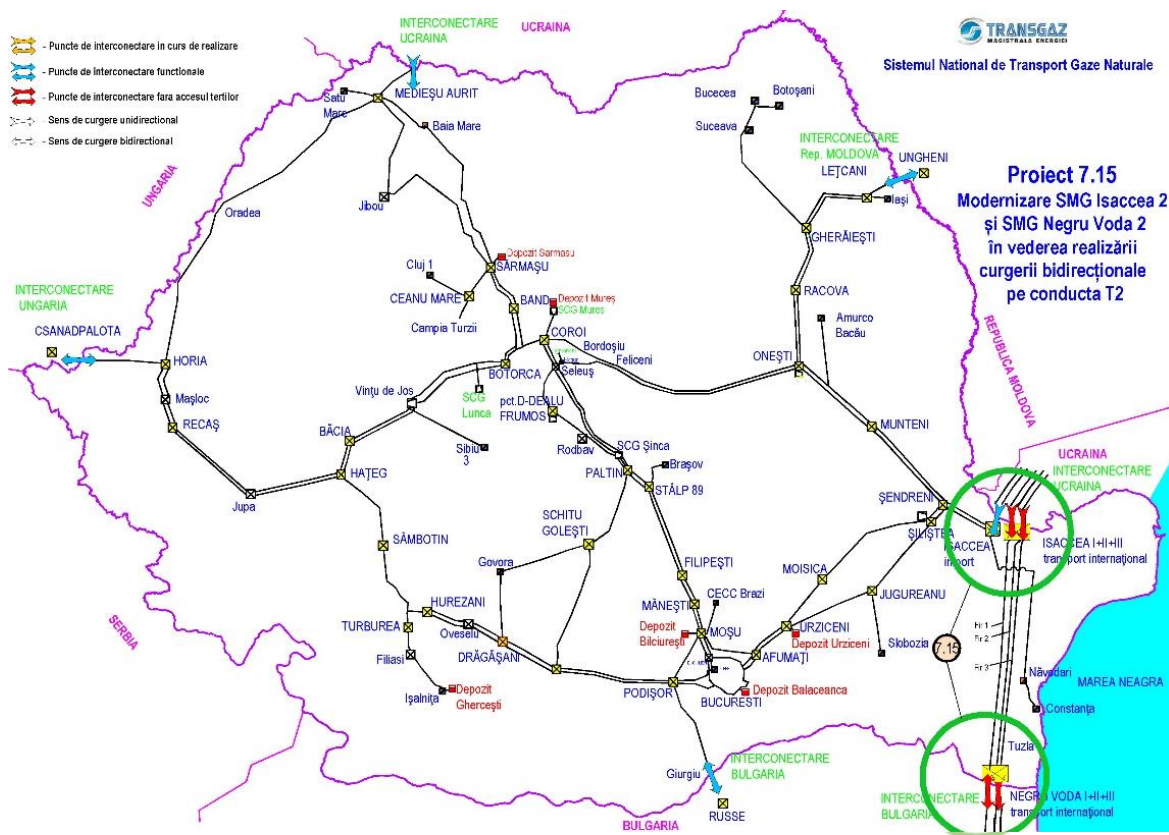
Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est.

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

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

Costuri totale estimate :

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



Scop:

- crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T2, parte din coridorul Transbalkan

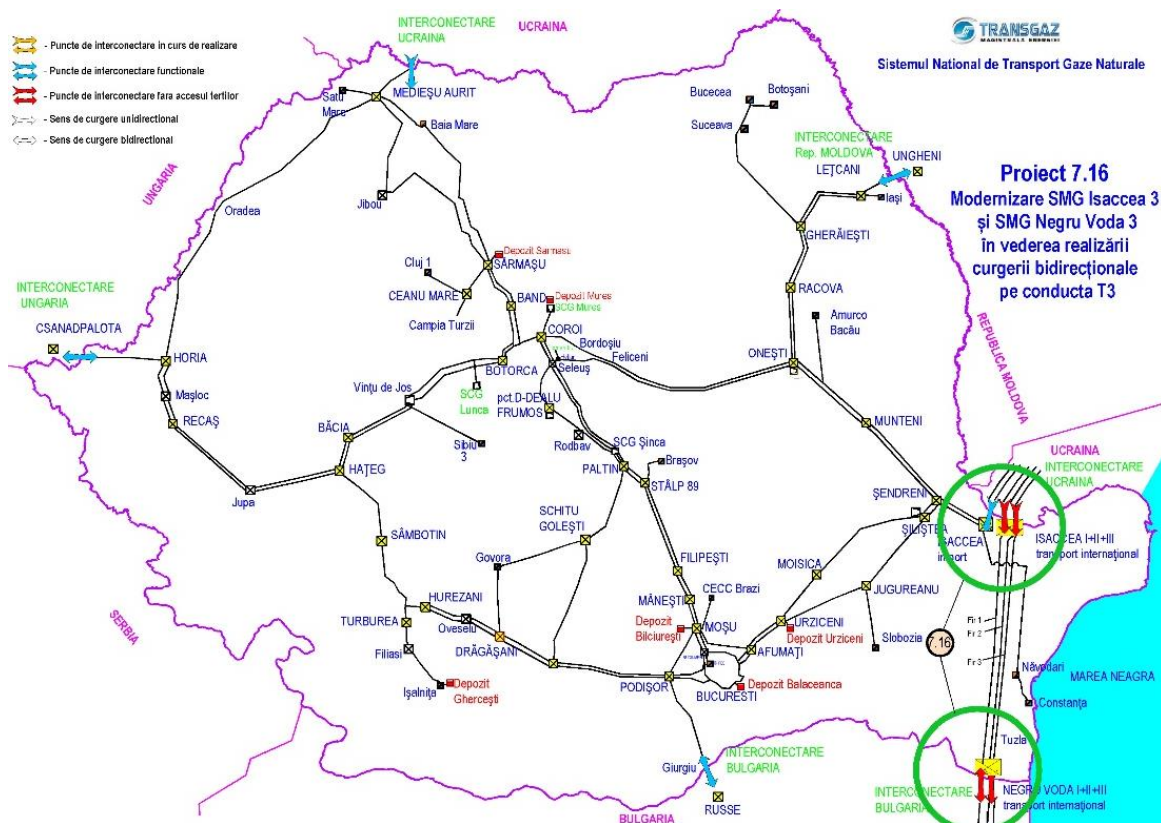
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- 26,65 mil. Euro

Termen de finalizare estimat – 2028



Scop:

- Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conducta T3, parte din coridorul Transbalkan

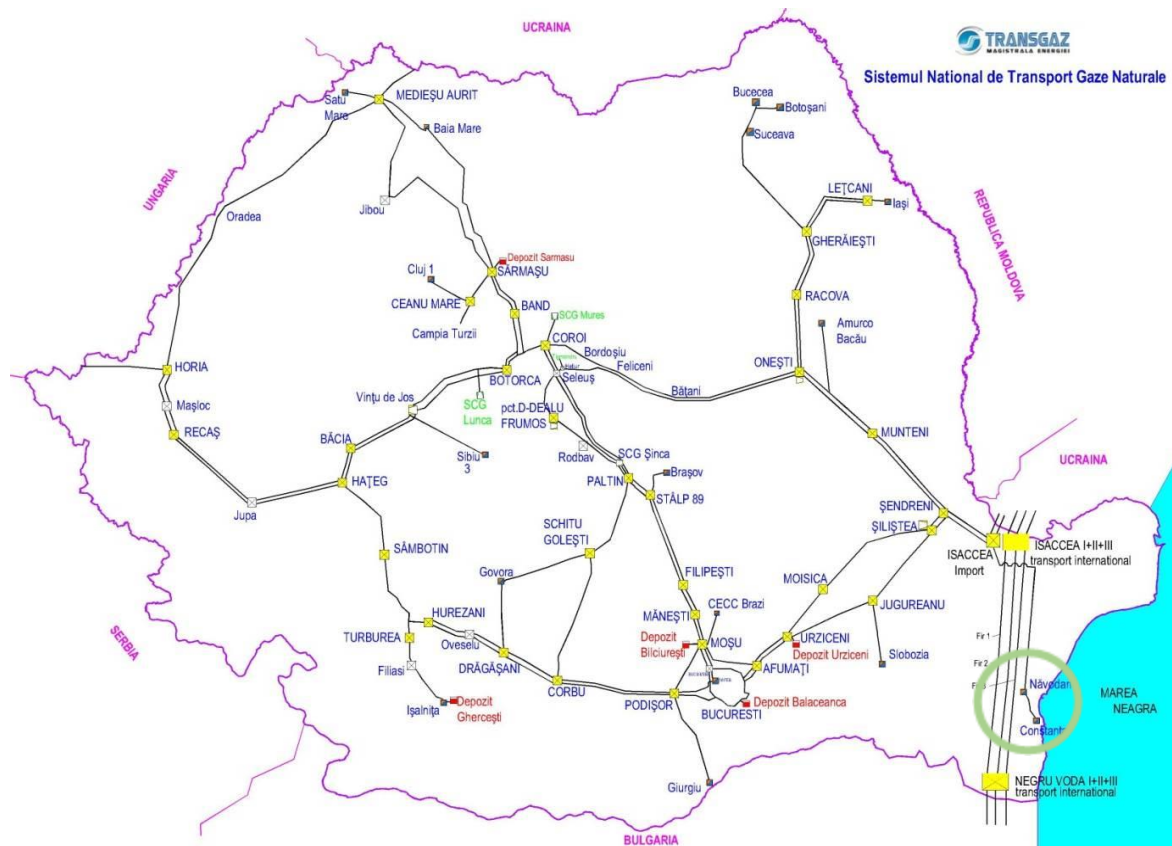
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- 26,65 mil. Euro

Termen de finalizare estimat – 2028



Termen de finalizare estimat – 2028

Scop:

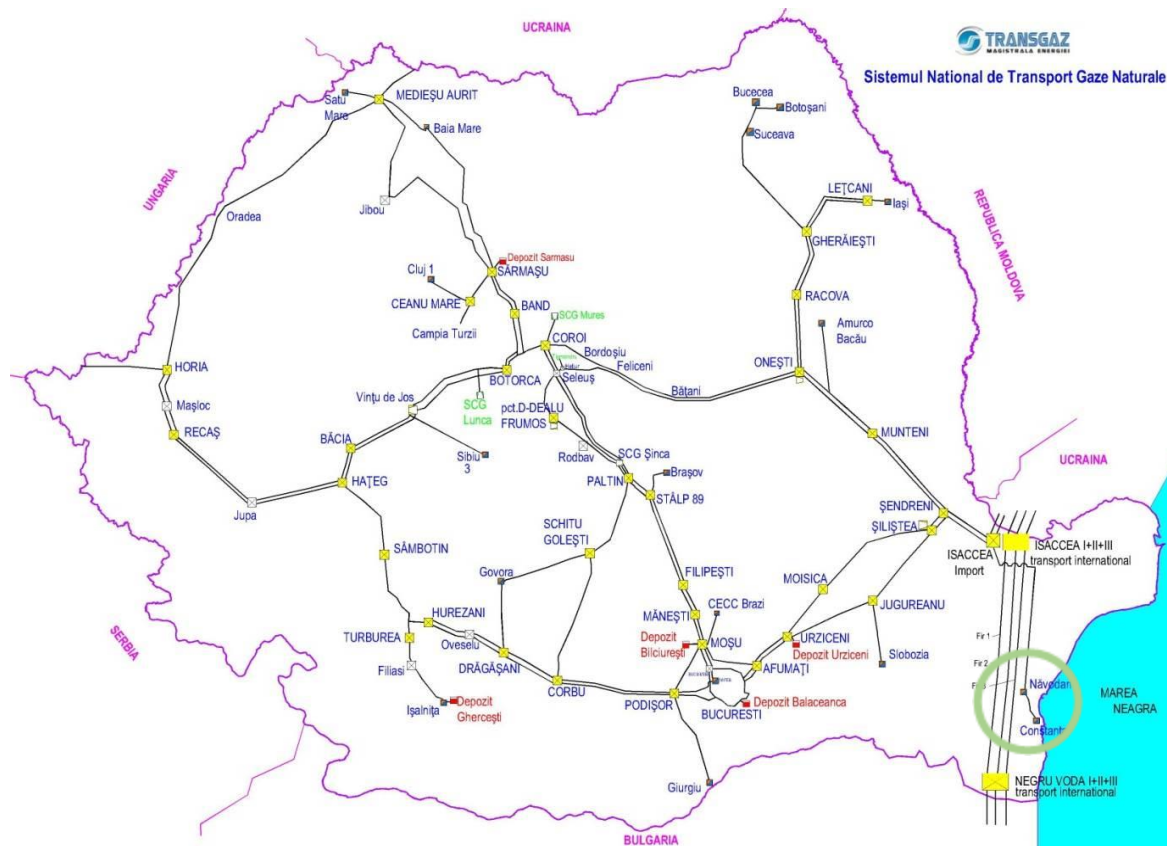
- preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

Investiții necesare:

- realizarea unei interconectări a 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

Costuri totale estimate:

- 19,6 mil. Euro



Termen de finalizare estimat – 2028

Scop:

- **Securitatea alimentării cu gaze naturale**

Investiții necesare:

- **Construirea 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.**

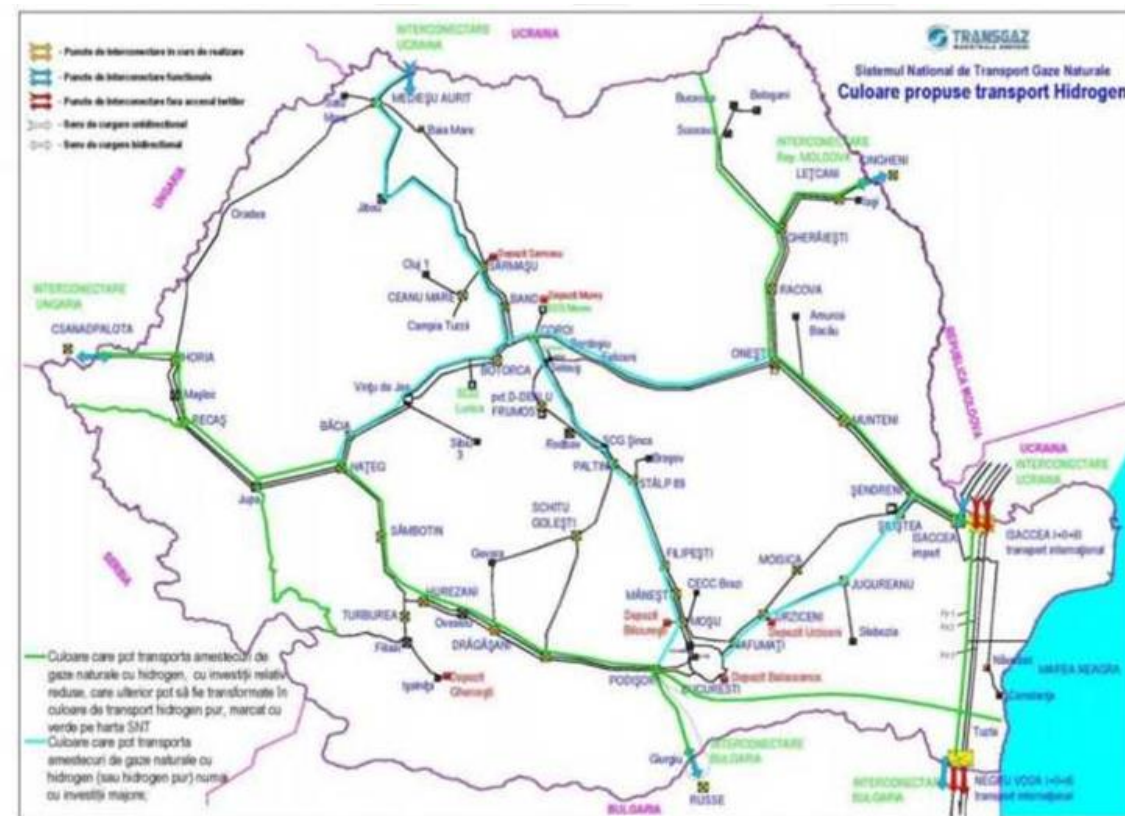
Costuri totale estimate:

- **360 mil. Euro**

***PROIECTE TRANSGAZ PENTRU TRANSPORTUL HIDROGENULUI
SAU AMESTECULUI DE GAZE NATURALE CU HIDROGEN
2024-2033***

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.



Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
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
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
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
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
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
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
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
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
9.5.2.1	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Giurgiu-Podișor-Bibești-Jupa-Horia-Nădlac	2263	2030	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
9.5.2.2	Culoar pentru transport hidrogen pe direcția Marea Neagră - Podișor	1073	2030	Creare posibilității transportului de hidrogen în conformitate cu prevederile europene.	LA non FID
TOTAL		4.941,7			

***PROIECTE MAJORE FINALIZATE
ÎN ULTIMII ANI***

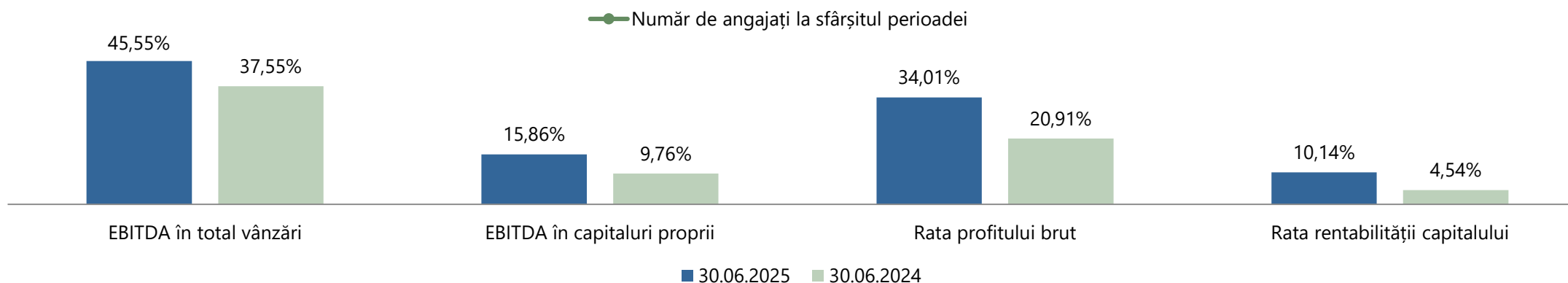
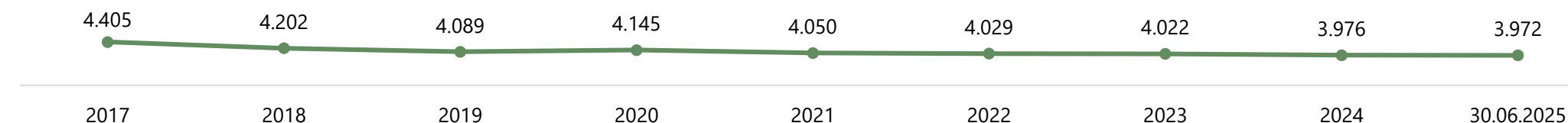
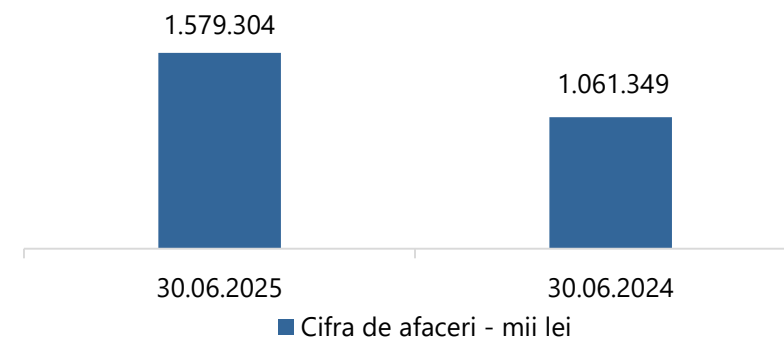
Nr. crt	Denumire proiect	Valoarea proiectului (milioane Euro)	Anul finalizării	Importanța proiectului	Surse de finanțare
1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria–BRUA Faza I Diametru-800 mm Lungime - 479 km	397,84	2020	Asigurarea posibilităților tehnice de flux bidirecțional între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria	Fonduri proprii-20% Fonduri împrumutate- 42% Fonduri nerambursabile-38%
2	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	86,02	2020	Asigurarea posibilităților tehnice de flux bidirecțional pe conducta Tranzit 1, în PI Isaccea	Fonduri proprii- 100%
3	Modernizare SMG Isaccea 1	16,85	2020	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune	Fonduri proprii- 100%
4	Conductă de Interconectare a Sistemului de Transport Gaze din România cu Sistemul de Transport Gaze Naturale din Republica Moldova, pe direcția Iași – Ungheni – Chișinău Diametru- 600 mm Lungime- 120 km	95,22	2020	Asigurarea creșterii gradului de interconectare dintre România și Republica Moldova în privința infrastructurii de transport gaze naturale, precum și diversificarea rutelor și a surselor de aprovizionare cu gaze naturale a Republicii Moldova.	Fonduri proprii- 38% Fonduri împrumutate- 62%
5	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 Diametru- 700 mm Lungime- 165,15 km	117,13	2021	Asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.	Fonduri proprii- 28% Fonduri împrumutate- 48% Fonduri nerambursabile-24%
6	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre Diametru- 500 mm, Lungime- 25 km	9,18	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.	Fonduri proprii-100%

Nr. crt	Denumire proiect	Valoarea proiectului (milioane LEI)	Anul finalizării	Importanța proiectului
1	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE DN 500 CRAIOVA – SEGARCEA – BĂILEȘTI – PLENIȚA-CALAFAT Etapa I, tronson CRAIOVA – SEGARCEA DN 500, L = 39,3 km	36,7	2021	Acest tronson de conductă poate asigura, alimentarea cu gaze naturale a celor 6 UAT-uri: Cârcea, Malu Mare, Ghindeni, Teasc, Calopăr și Segarcea. Populația aferentă este de aproximativ 25.000 de locuitori, iar obiectivele social culturale ale acestor localități sunt: 12 școli gimnaziale, 13 grădinițe, 1 spital, aproximativ 20 de cabinete medicale și stomatologice. Profilul economic al zonei: agricultura, legumicultura mai ales, recunoscute la nivel național, viticultura.
2	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE DN 250 CÂMPULUNG MOLDOVENESC – VATRA DORNEI (TRONSON POJORÂTA – VATRA DORNEI) DN 250, L = 26,4 km LUCRARE DECLARATĂ DE IMPORTANȚĂ NAȚIONALĂ conf. HG nr.465/2019	17,35	2022	Traseul proiectat al tronsonului de conductă de transport gaze naturale Pojorâta -Vatra Dornei, se află pe teritoriile administrative ale localităților Pojorâta, Sadova, Iacobeni, Dorna Arini, Saru Dornei, Dorna Cândrenilor, Fundu Moldovei, respectiv orașul Vatra Dornei (8 UAT-uri) cu un număr estimativ de 35.000 de locuitori, respectiv 12 școli gimnaziale, 12 grădinițe, 5 licee, cluburi școlare, biblioteci, 3 spitale și complexe balneare, zeci de cabinete medicale.
3	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE VERNEȘTI-MĂRĂCINENI-POSTA CÂLNĂU ETAPA I - VERNEȘTI-MĂRĂCINENI DN 250, L=5,066 km	12,43	2022	Prin dezvoltarea intensă a zonei de Nord a localității Buzău s-a constatat necesitatea realizării unei conducte de transport gaze naturale racordată la conducta DN 400 Bărbuncești – Moisica care să permită atât alimentarea cu gaze naturale a zonei de Nord a localității Buzău, cât și localitățile limitrofe Mărăcineni, Săpoca, Cernătești, Beceni, care în prezent nu sunt racordate la utilități de gaze naturale. Localități cu un număr de aproximativ 11.000 de consumatori casnici (gospodării), 150 instituții publice (școli, primării, dispensare, cămine culturale, cabinete medicale etc.) și aproximativ 1.500 de agenți economici și instituții publice
4	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE DN 300 MINTIA – BRAD DN 300, L=35 km	29,56	2022	Traseul proiectat al tronsonului de conductă de transport gaze naturale MINTIA – BRAD se află pe teritoriile administrative ale localităților Vețel, Șoimuș, Băița, Vălișoara, Luncoiu de Jos, Ribița și Brad, județul Hunedoara, localități cu un număr aprox.de 30.000 de locuitori, respectiv 35 școli primare și gimnaziale, 29 grădinițe, 1 liceu, 1 universitate, 6 dispensare medicale comunale, 2 spitale, 1 sanatoriu.
5	CONDUCTA DE TRANSPORT GAZE NATURALE SIGHETUL MARMAȚIEI – BORȘA; DN300, L=88 km LUCRARE DECLARATĂ DE IMPORTANȚĂ NAȚIONALĂ conf. HG nr.425/2020	100,03	2023	Amplasamentul conductei se află pe teritoriul administrativ al municipiului Sighetu Marmăției, al orașelor Vișeu de Sus, Dragomirești și Săliștea de Sus respectiv al comunelor Sarasău, Vadu Izei, Giulești, Oncești, Bârsana, Strâmtura, Rozavlea, Șieu, Bogdan Vodă, Vișeu de Jos, Săcel și Moisei, județul Maramureș, respectiv un număr de aproximativ 51.500 consumatori casnici, 500 instituții publice (școli, primării, dispensare, cămine culturale, cabinete medicale, etc) și aproximativ 2000 de agenți economici și instituții publice.

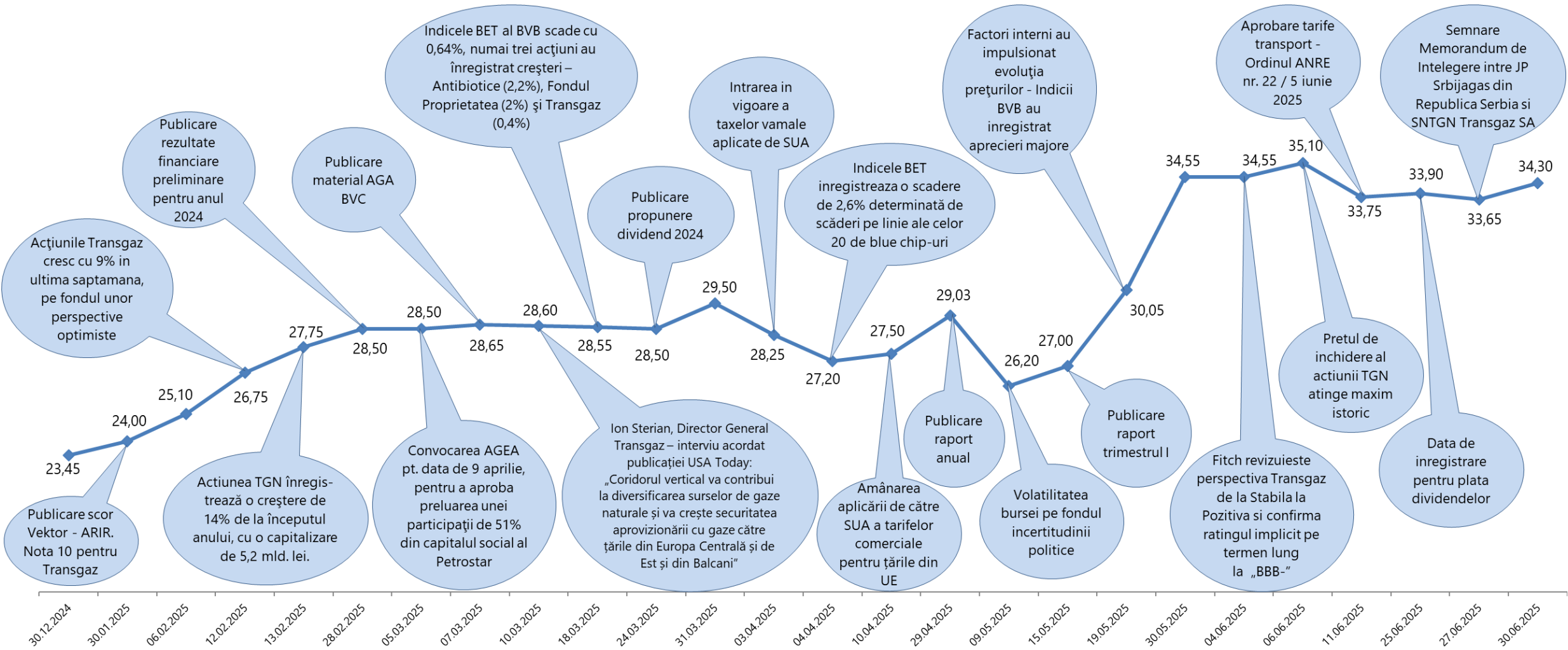
8. Principalii indicatori

30.06.2025 comparativ cu 30.06.2024

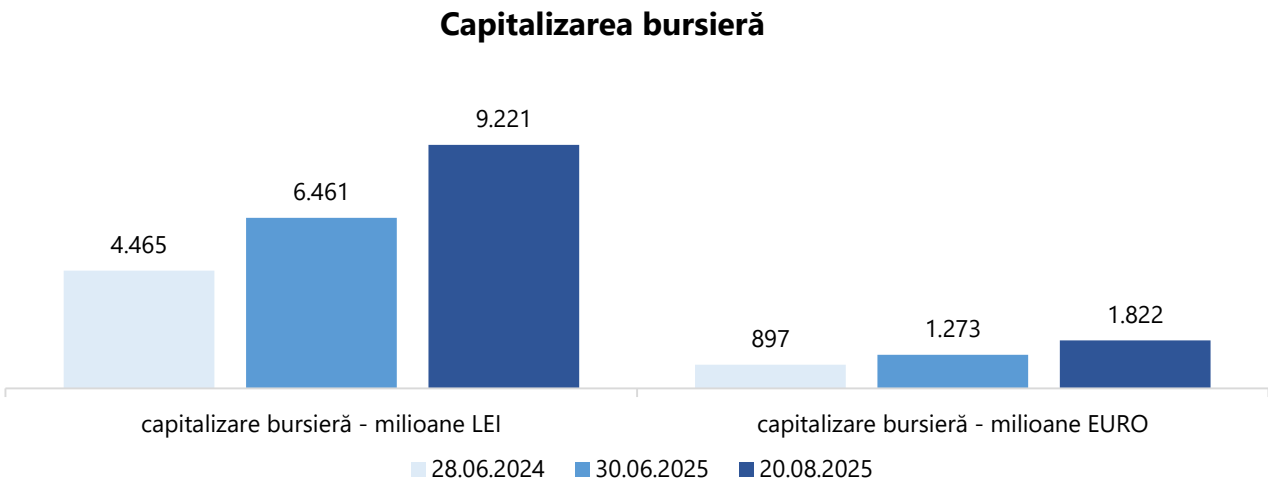
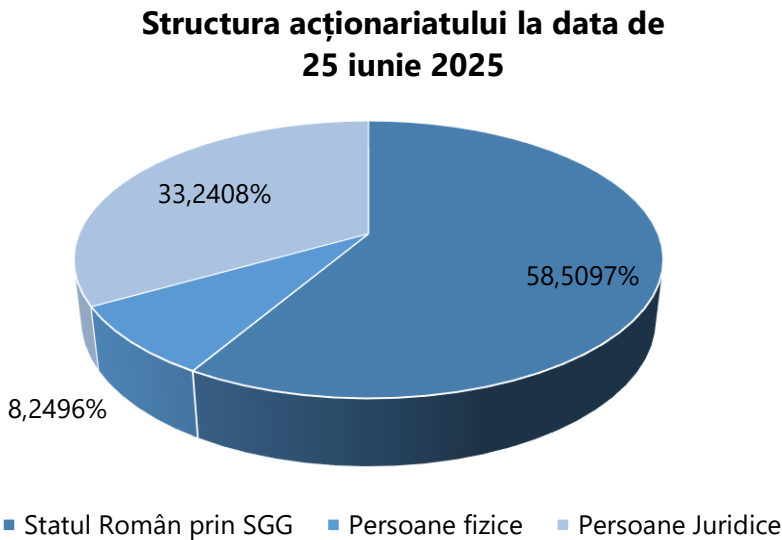
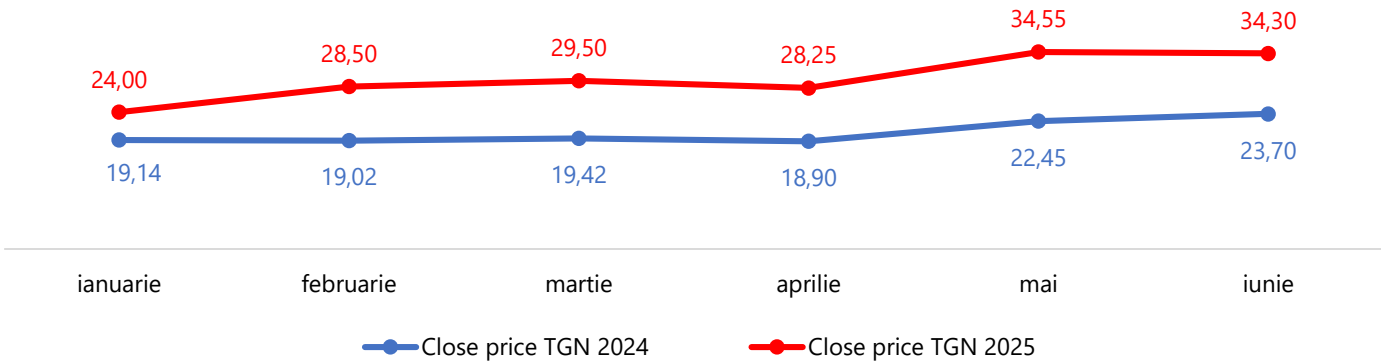
	30.06.2025	30.06.2024
EBITDA în total vânzări	45,55%	37,55%
EBITDA în capitaluri proprii	15,86%	9,76%
Rata profitului brut	34,01%	20,91%
Rata rentabilității capitalului	10,14%	4,54%
Lichiditatea curentă	0,98	1,11
Lichiditatea imediată	0,61	0,79
Gradul de îndatorare	64,54%	56,11%
Rata de acoperire a dobânzii	6,20	4,40
Viteza de rotație a debitorilor - zile	107,56	148,49
Viteza de rotație a creditorilor - zile	46,13	52,30



Principalele evenimente cu impact asupra prețului acțiunii TGN în semestrul I 2025



Evoluția TGN pe bursă (2)



Evoluția TGN pe bursă (3)

TGN VS. BET-BK



TradingView

TGN VS. BET



TradingView

TGN VS. ROTX



TradingView

TGN VS. BET-NG



TradingView



Vă mulțumim pentru atenția acordată!