

O COMPANIE RESPONSABILĂ, O COMPANIE A VIITORULUI!

**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU TRIMESTRUL I 2021
(NEAUDITATE)**



ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU IFRS - UE



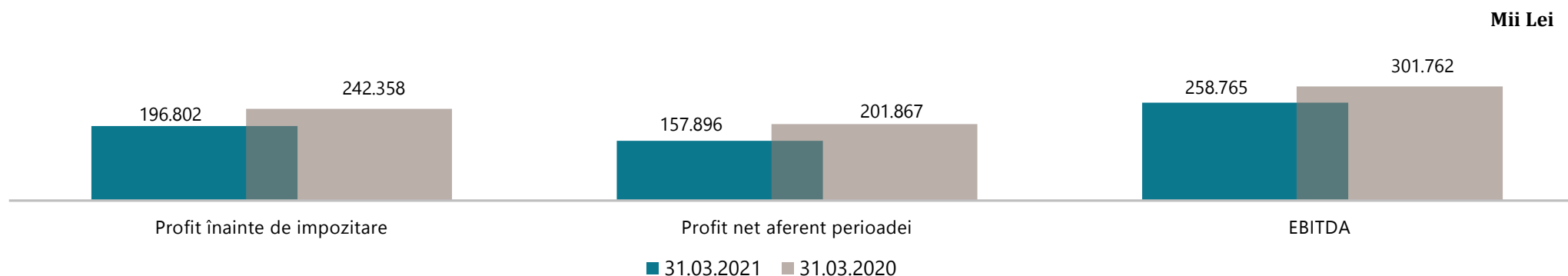
Cuprins

-
1. Situația rezultatului global individual la 31.03.2021
 2. Situația poziției financiare individuale la 31.03.2021
 3. Factori de influență a veniturilor
 4. Factori de influență a cheltuielilor
 5. Situația rezultatului global consolidat la 31.03.2021
 6. Situația poziției financiare consolidate la 31.03.2021
 7. Factori cheie ai activității
 8. Principalii indicatori
-

1. Situația rezultatului global individual la 31.03.2021 (1)

PRINCIPALII INDICATORI

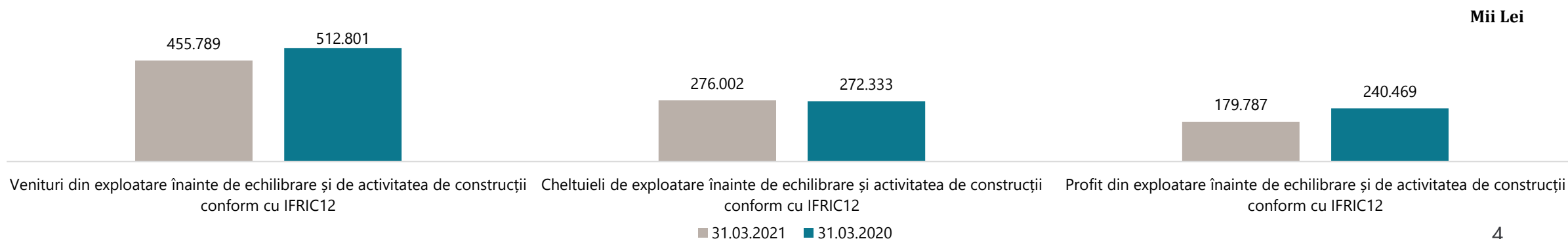
MII LEI	31.03.2021	31.03.2020	Diferențe 31.03.2021/31.03.2020	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	455.789	512.801	-57.012	-11%
Venituri din activitatea de echilibrare	74.253	64.515	9.738	15%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	158.010	339.363	-181.353	-53%
Venituri financiare	24.024	7.271	16.753	230%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	276.002	272.333	3.669	1%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	74.253	64.515	9.738	15%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	158.010	339.363	-181.353	-53%
Cheltuieli financiare	7.008	5.381	1.627	30%
Profit înainte de impozitare	196.802	242.358	-45.556	-19%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	38.906	40.491	-1.585	-4%
Profit net aferent perioadei	157.896	201.867	-43.971	-22%
EBITDA	258.765	301.762	-42.997	-14%
Cifra de afaceri	507.454	569.493	-62.038	-11%



1. Situația rezultatului global individual la 31.03.2021 (2)

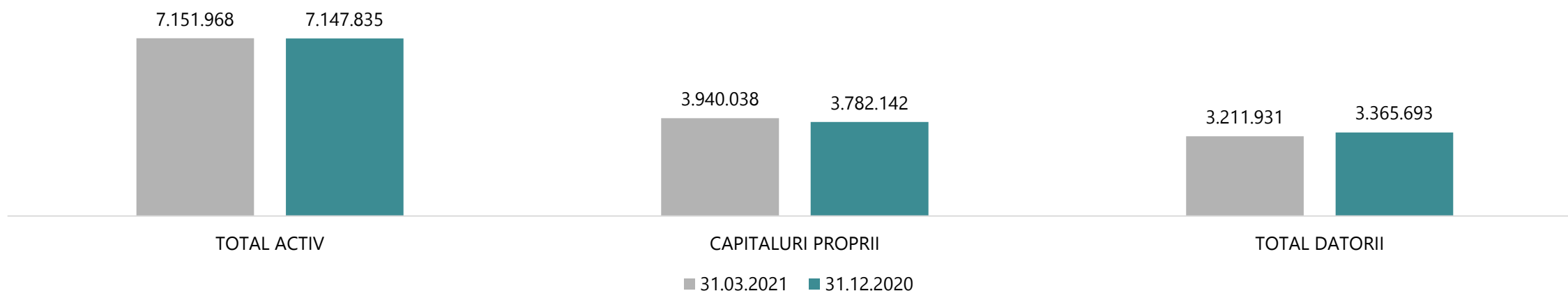
PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	31.03.2021	31.03.2020	Diferențe 31.03.2021/31.03.2020	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de transport intern	421.450	474.268	-52.818	-11%
Venituri din activitatea de transport internațional și asimilate	10.342	29.547	-19.205	-64%
Alte venituri	23.996	8.986	15.010	167%
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	455.789	512.801	-57.012	-11%
Cheltuieli cu angajații	95.116	90.223	4.893	5%
Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate	37.752	30.643	7.109	23%
Cheltuieli cu redevențe	1.727	50.382	-48.655	-97%
Întreținere și transport	6.297	5.349	0.948	18%
Impozite și alte sume datorate statului	16.528	17.095	-0.567	-3%
Venituri/(Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli	2.216	3.492	-1.276	-37%
Alte cheltuieli din exploatare	37.387	13.855	23.532	170%
Amortizare	78.978	61.293	17.685	29%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și activitatea de construcții conform cu IFRIC12	276.002	272.333	3.669	1%
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	179.787	240.469	-60.682	-25%

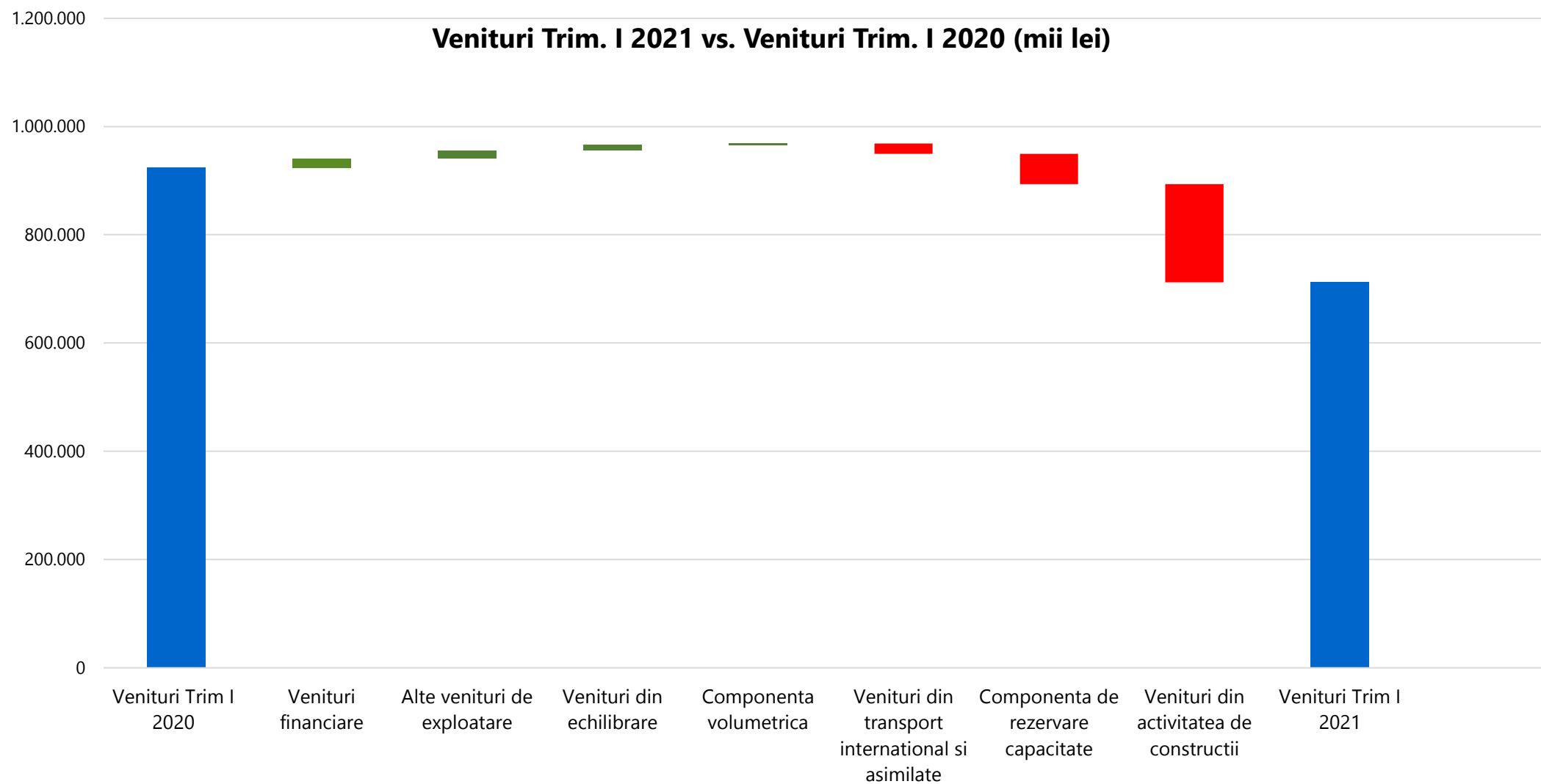


2. Situația poziției financiare individuale la 31.03.2021

MII LEI	31.03.2021	31.12.2020	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	6.159.369	6.054.436	104.933	2%
ACTIVE CIRCULANTE	992.599	1.093.398	-100.799	-9%
TOTAL ACTIV	7.151.968	7.147.835	4.133	0%
CAPITALURI PROPRII	3.940.038	3.782.142	157.896	4%
DATORII PE TERMEN LUNG	2.637.222	2.665.413	-28.191	-1%
DATORII CURENTE	574.708	700.280	-125.572	-18%
TOTAL DATORII	3.211.931	3.365.693	-153.762	-5%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	7.151.968	7.147.835	4.133	0%



3. Factori de influență a veniturilor (1)



3. Factori de influență a veniturilor (2)

Trim I. 2021 comparativ cu Trim. I 2020

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **11%** față de realizările din trimestrul I 2020, înregistrându-se o diminuare de **57.013 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

▪ *veniturile obținute din componenta volumetrică* mai mari cu **3.159 mii lei** datorită:

- *tarifului de transport volumetric* mai mic cu 0,05 lei/MWh, cu o influență negativă de 2.394 mii lei;
- *cantității de gaze transportate* mai mare față de anul 2020 cu 3.678.472MWh/264.465 mii mc (▲8%), cu o influență pozitivă de 6.169 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		3 luni 2020	3 luni 2021	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	11.545.026	12.444.925	899.899
	mii m ³	1.078.004	1.070.759	-7.245
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	32.693.087	35.471.660	2.778.573
	mii m ³	3.039.364	3.311.074	271.710
Total	MWh	44.238.113	47.916.585	3.678.472
	mii m ³	4.117.368	4.381.833	264.465

Scăderea tarifelor volumetrice în trimestrul I 2021 față de trimestrul I 2020 se datorează în principal:

• prevederilor Ordinului președintelui ANRE nr.10/2017, de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, care impune creșterea cu 5% anual a proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului pentru rezervare de capacitate, până la nivelul de 85% și respectiv scăderea proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului volumetric. În anul gazier 2019-2020 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrice reprezenta 25% din venitul total în timp ce în anul gazier 2020-2021 a scăzut la 20% din venitul total;

• la fundamentarea tarifelor pentru anii gazieri 2019-2020 și 2020-2021 impozitul pe monopol nu a fost recunoscut de către ANRE în categoria costurilor preluate direct și implicit în venitul reglementat.

▪ *veniturile obținute din rezervarea de capacitate* mai mici cu **55.976 mii lei** datorită:

- *veniturilor din prima de licitație* mai mici cu 60.686 mii lei, ca urmare a licitațiilor de rezervare de capacitate desfășurate conform CAM-NC pe punctele de interconectare. Veniturile din prima de licitație înregistrate în trimestrul I 2020 au fost de 61.048 mii lei iar în trimestrul I 2021 de 363 mii lei;
- *capacității rezervate* mai mică cu 9.948.243 MWh, cu influență negativă de 29.488 mii lei;
- *tarifului de rezervare a capacității* mai mare cu 0,19 lei/MWh, cu influență pozitivă de 21.882 mii lei;
- *venituri din depășire de capacitate* mai mari cu 12.315 mii lei. Valoarea veniturilor din depășiri de capacitate înregistrată în trimestrul I 2020 este de 12.680 mii lei iar valoarea înregistrată în trimestrul I 2021 este de 24.995 mii lei;

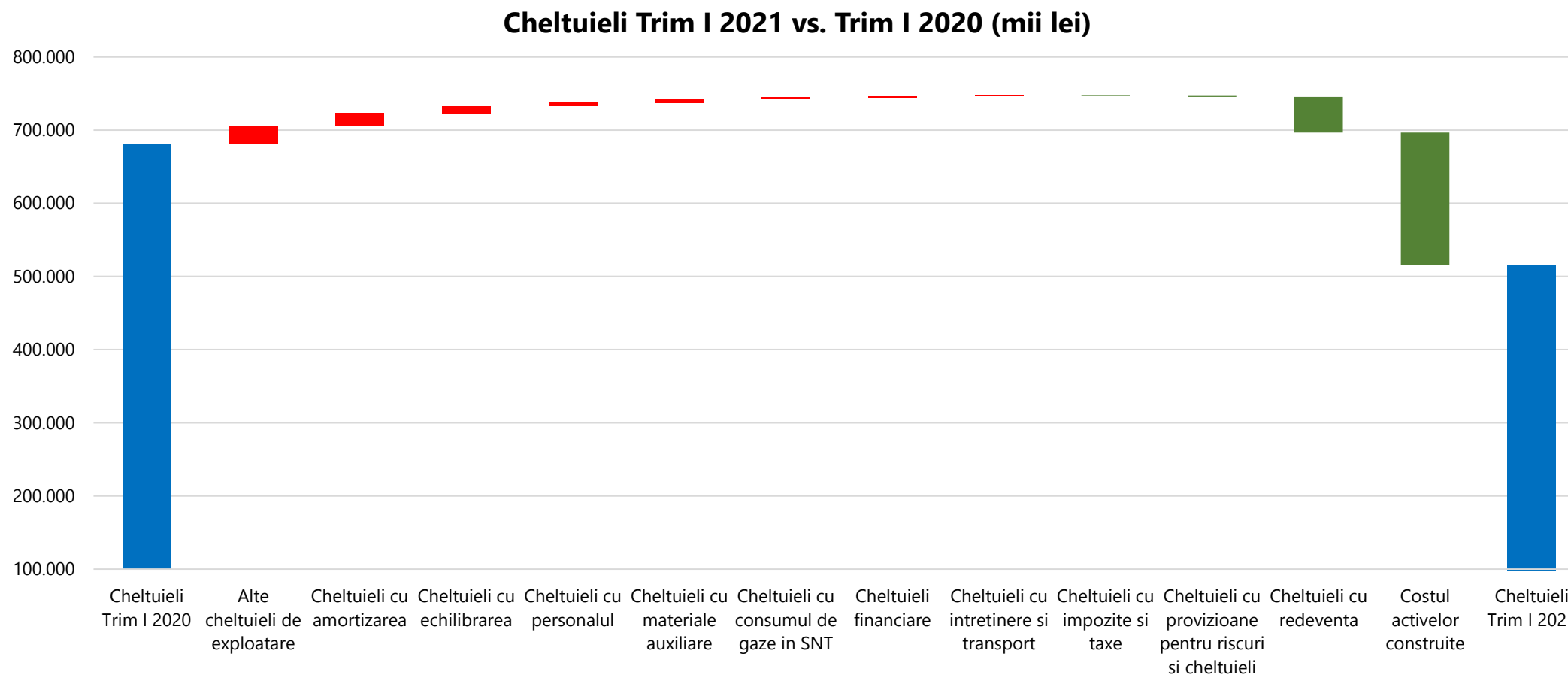
3. Factori de influență a veniturilor (3)

Trim. I 2021 comparativ cu Trim. I 2020

- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale și asimilate* mai mici cu **19.205 mii lei**. Prin încheierea Acordului de încetare a contractului istoric pe conducta de tranzit T3, între SNTGN Transgaz SA și Gazprom Export LLC, se asigură încasarea sumelor rămase de achitat din contractul istoric și se permite rezervarea capacităților de transport pe puncte de intrare/ieșire în/din SNT și pe conductele de transport internațional. Conform Acordului de încetare a Contractului istoric dintre SNTGN Transgaz SA și GPE, plata sumelor rămase de achitat se face eșalonat pe o perioadă de maxim trei ani iar veniturile încasate din transport sunt reglementate conform Ordin ANRE 41/2019 și respectiv Ordin ANRE 34/2014 în funcție de punctele în care se rezervă capacitate, diferența lunară fiind clasificată la venituri asimilate;
- *alte venituri din exploatare* mai mari cu **15.010 mii lei**, în principal pe seama înregistrării la venituri a fondurilor nerambursabile încasate pentru finanțarea proiectelor majore de investiții ca urmare a finalizării și punerii în funcțiune a acestora.
- *Veniturile din activitatea de echilibrare* au înregistrat o creștere de **9.737 mii lei** pe seama următorilor factori:
 - preț de tranzacționare mai mare cu 27,68 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 21.149 mii lei;
 - cantitate mai mică cu 164.163 MWh cu influență negativă de 11.411 mii lei;
- *Veniturile din activitatea de construcții* mai mici cu **181.353 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 **16.754 mii lei** în principal pe seama înregistrării actualizării valorii activelor reglementate cu rata inflației pentru trimestrul I 2021 (14.266 mii lei).

	Trim. I 2020	Trim. I 2021
Venituri din transport intern gaze naturale, din care:	474.268	421.450
- Componenta volumetrică	66.800	69.958
- Componenta de rezervare capacitate	407.469	351.492

4. Factori de influență a cheltuielilor(1)



4. Factori de influență a cheltuielilor (2)

Trim. I 2021 comparativ cu Trim. I 2020

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **1%** față de trimestrul I 2020, nivelul acestora fiind cu **3.669 mii lei** mai mare

Societatea a înregistrat economii de 52.188 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- **cheltuieli cu redevența pentru concesionarea SNT**: 48.654 mii lei; Transgaz datorează redevență de 0,4% din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al gazelor naturale prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului, ulterior intrării în vigoare a Legii 244/09.11.2020; anterior cota era de 10%;
- **cheltuieli cu taxa privind licența de transport gaze naturale**: 2.258 mii lei;
- **cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli**: 1.276 mii lei;

		31.03.2021	31.03.2020	Diferențe
Cantități consum de gaze naturale in SNT	MWh	261.899	240.122	21.777
	mii m ³	24.711	23.272	1.439

S-au înregistrat depășiri de 55.857 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- **consum de gaze naturale pe sistemul de transport** 2.264 mii lei, din cauza a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului de gaze în SNT mai mare față de trimestrul I 2020 cu 21.777 MWh, cu o influență negativă de 2.347 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mic față de cel realizat în trimestrul I 2020 cu 0,32 lei/MWh cu o influență negativă de 83 mii lei;
- **cheltuieli cu personalul**: 4.893 mii lei;
- **cheltuieli cu amortizarea**: 17.685 mii lei pe seama finalizării și punerii în funcțiune a proiectelor majore de investiții;
- **cheltuieli cu întreținere și transport**: 948 mii lei;
- **cheltuieli cu materiale auxiliare**: 4.845 mii lei;
- **cheltuieli cu impozitul pe monopol și alte impozite și taxe**: 1.690 mii lei;
- **alte cheltuieli de exploatare**: 23.532 mii lei, în principal pe seama creșterii ajustărilor cu deprecierea activelor curente cu 22.716 mii lei. În trimestrul I 2021 au fost efectuate ajustări suplimentare pentru creanțele restante înregistrate în principal de Electrocentrale Constanta (16.864 mii lei) și Grupul AIK (8.379 mii lei) și s-a diminuat ajustarea la Electrocentrale Galați cu 6.527 mii lei ca urmare a încasării de creanțe restante.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **1.627 mii lei** în principal pe seama cheltuielilor cu dobânda necapitalizată aferentă utilizării creditului pentru finanțarea activității curente.

Comparativ cu realizările din trimestrul I 2020 profitul brut realizat în trimestrul I 2021 este mai mic cu 19%, respectiv cu 45.556 mii lei.

5. Situația rezultatului global consolidat la 31.03.2021

PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	consolidat 31.03.2021	consolidat 31.03.2020	Modificări 2021/2020	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de exploatare, înainte de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	456.390	512.801	-56.411	-11%
Venituri din activitatea de echilibrare	74.253	64.515	9.738	15%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	158.010	339.363	-181.353	-53%
Venituri financiare	31.466	8.226	23.240	283%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	279.383	274.042	5.341	2%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	74.253	64.515	9.738	15%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	158.010	339.363	-181.353	-53%
Cheltuieli financiare	14.966	5.915	9.051	153%
Profit înainte de impozitare	193.506	241.070	-47.564	-20%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	39.091	40.488	-1.397	-3%
Profit net aferent perioadei	154.416	200.582	-46.166	-23%

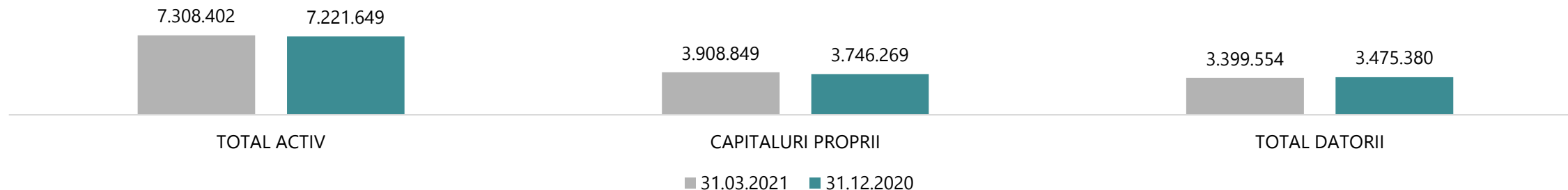
Prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017 s-a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a societății EUROTRANSGAZ SRL în vederea participării cu succes la procedura de privatizare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz. Transgaz este asociat unic la EUROTRANSGAZ SRL. Din anul 2018, urmare a achiziționării Vestmoldtransgaz SRL din 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	100%

6. Situația poziției financiare consolidate la 31.03.2021

MII LEI	31.03.2021	31.12.2020	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	729.048	731.438	-2.390	1%
ACTIVE CIRCULANTE	1.138.043	1.160.990	-22.947	-2%
TOTAL ACTIV	7.308.402	7.221.649	86.753	1%
CAPITALURI PROPRII	3.908.849	3.746.269	162.580	4%
DATORII PE TERMEN LUNG	2.823.696	2.772.114	51.582	2%
DATORII CURENTE	575.858	703.266	-127.408	-18%
TOTAL DATORII	3.399.554	3.475.380	-75.826	-2%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	7.308.402	7.221.649	86.753	1%

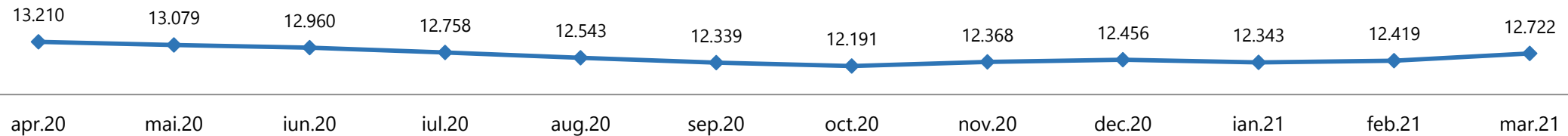


Variația indicatorilor economici și financieri consolidați la 31 martie 2021, comparativ cu cei realizați în perioada similară a anului 2020 este determinată în principal de variația indicatorilor economici și financieri individuali înregistrați de SNTGN Transgaz SA la 31 martie 2021 comparativ cu cei realizați în perioada similară a anului 2020.

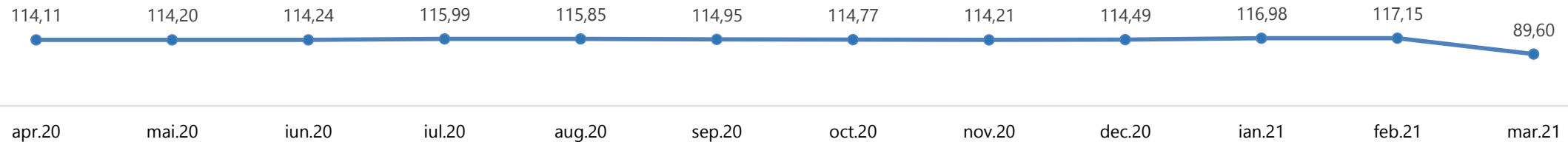
Principalul impact al subsidiarelor în rezultatul consolidat este determinat de evoluția cursului MDL (leu moldovenesc) comparativ cu moneda EUR în care a fost atrasă parțial sursa de finanțare a proiectului de investiție derulat de subsidiară și comparativ cu moneda de raportare a situațiilor financiare consolidate (RON).

7. Factori cheie ai activității

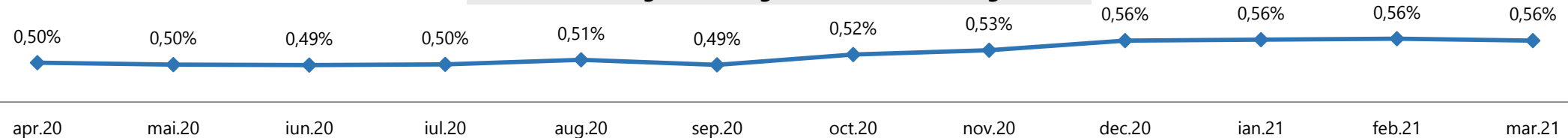
Gaze naturale vehiculate (inclusiv înmagazinare) - mil. mc - rolling 12 luni



Preț (lei/MWH) pentru consum tehnologic



Consum tehnologic în total gaze vehiculate (rolling 12 luni)



Gaze vehiculate, din care:		Trim. I 2020	Trim. I 2021
	MWh	44.364.276,697	47.134.887,33
	mii m ³	4.139.811,568	4.405.724,98
	MWh	440.726,710	33.800,00
	mii m ³	40.748,688	2.366,68
- înmagazinare			
Pondere înmagazinare în gaze vehiculate		0,99%	0,07%

		Trim I 2020	Trim I 2021
Consum tehnologic, materiale si consumabile utilizate, din care:			
	Mii lei	30.643	37.752
▪ consum si pierderi tehnologice pe sistemul de transport		Mii lei	25.883
			28.147
- cantitate consum tehnologic		MWh	240.122
			261.899
▪ materiale auxiliare		Mii lei	3.814
			7.442
▪ alte cheltuieli materiale		Mii lei	946
			2.163

INFRASTRUCTURA ACTUALĂ A SNT



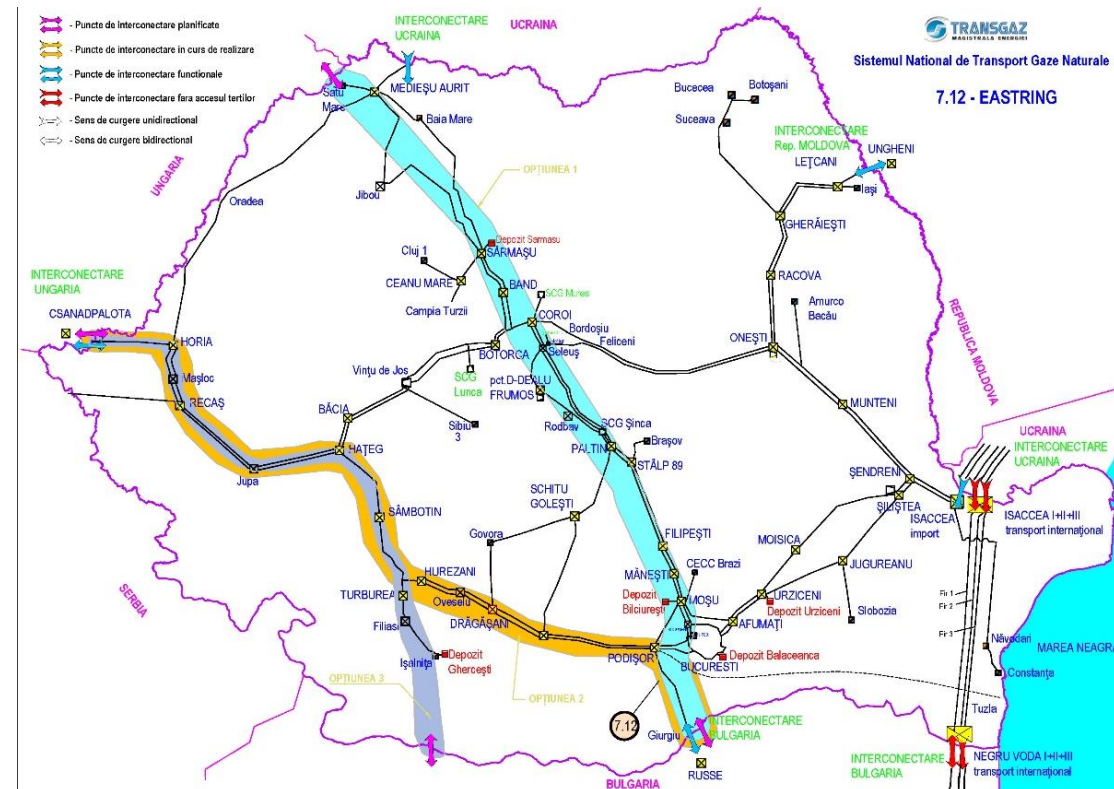
- ❑ 13.986,27 km de conducte principale de transport și conectări pentru alimentarea cu gaze, din care 369 km de conducte de transport internațional gaze și 479 km gazoductul BRUA;
- ❑ 1.131 stații de măsurare gaze (1.236 direcții măsurare);
- ❑ 4 stații de măsurare gaze pentru transport internațional (Isaccea Tranzit II, Isaccea Tranzit III, Negru Vodă II, Negru Vodă III) ;
- ❑ 7 stații de măsurare a gazelor importate;
- ❑ 6 stații de comprimare gaze (Șinca, Onești, Siliștea, Jupa, Podișor, Bibești) ;
- ❑ 1.040 stații de protecție catodică (SPC);
- ❑ 58 stații de vane/noduri tehnologice;
- ❑ 982 de stații de odorizare.

INFRASTRUCTURA VIITOARE A SNT

Un sistem de transport modernizat și competitiv, care asigură un grad ridicat de interconectare, flexibilitate și acces la mai multe surse de aprovizionare.

Sunt necesare investiții semnificative pentru construirea de noi legături, reabilitarea unor părți ale sistemului existent și construirea de noi stații de comprimare.

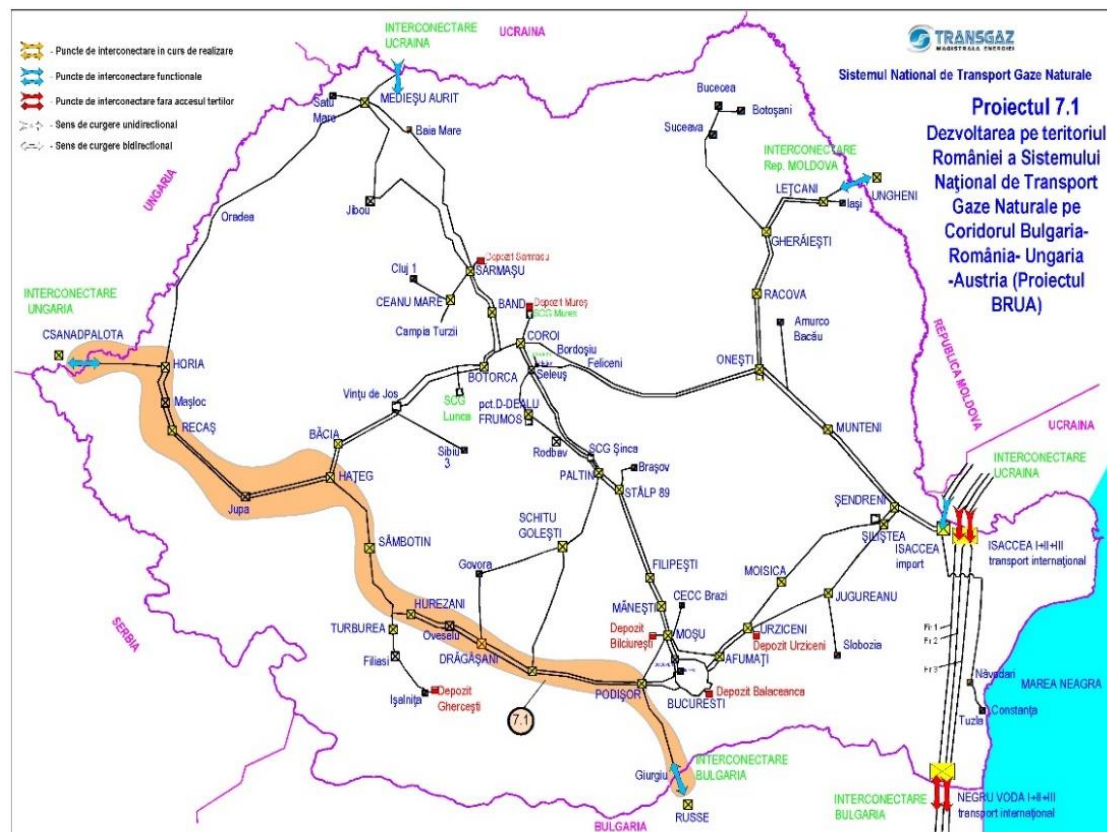
EASTRING



~ 4 mld. EURO

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza I)	478,6	2020 finalizat	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" atât pe prima, cât și pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	FINALIZAT
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	74,5	2023 (actualizat)	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" atât pe prima, cât și pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun	A non FID
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	371,6	2022	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului lor în România și pe piețele europene este de importanță strategică pentru Transgaz. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	FID
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	77,7	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020 finalizat	Transgaz implementează acest proiect pentru creșterea siguranței în alimentarea cu gaze naturale răspunzând totodată cerințelor Comisiei Europene. Menționăm faptul că acest proiect face parte din prima, a II-a și a III-a listă de proiecte de interes comun la nivelul UE și se va realiza în două faze.	FINALIZAT
7.4	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	174,25	2021	Asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.	FID
7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)	530	2026 (actualizat)	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: o rută suplimentară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID
7.6	Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	9,14	2021	Crearea unui punct suplimentar de preluare gaze naturale din perimetrele de exploatare off-shore ale Mării Negre.	FID
7.7	Interconectare România-Serbia	56,21	2023 (actualizat)	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare și creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	A non FID

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	26,65	SMG Isaccea 1 finalizat SMG Negru Vodă 1 2021	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	FID
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret	150	2026	Realizarea unui interconectări cu Ucraina pe direcția Gherăești-Siret, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei .	LA non FID
7.10	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	2026	Creșterea capacităților de transport din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID
7.11	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse	51,8	2027	Îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei.	LA non FID
7.12	Eastring-România	Faza 1: 1297 Faza 2: 357	Faza 1: 2027 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene.	LA non FID
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, erorile umane, reduce costurile cu operarea și mentenanța.	LA non FID
7.14	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale	5,5	2023	Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale prin modernizarea arhitecturii hardware și software.	LA non FID
7.15	Modernizare SMG Isaccea 2 și Negru Vodă 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe cond. T2	26,65	2024	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conductă T2, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
7.16	Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe cond. T3	26,65	2028	Crearea posibilității curgerii bidirecționale pe conductă T3, parte din coridorul Transbalcanic	LA non FID
7.17	Interconectare SNT la Terminal GNL amplasat la țărmul 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



Scop:

- dezvoltarea capacității de transport gaze naturale între interconectările dintre sistemul românesc de transport gaze naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei

Capacitate:

- 1,75 mld. mc/an spre Ungaria
- 1,50 mld. mc/an spre Bulgaria

Investiții necesare:

- conductă de 32"x63 bar ~479 km
- 3 stații de comprimare SC Jupa, SC Podișor și SC Bibești (inaugurate și puse în funcțiune în sept și oct 2019 și respectiv aug.2020)

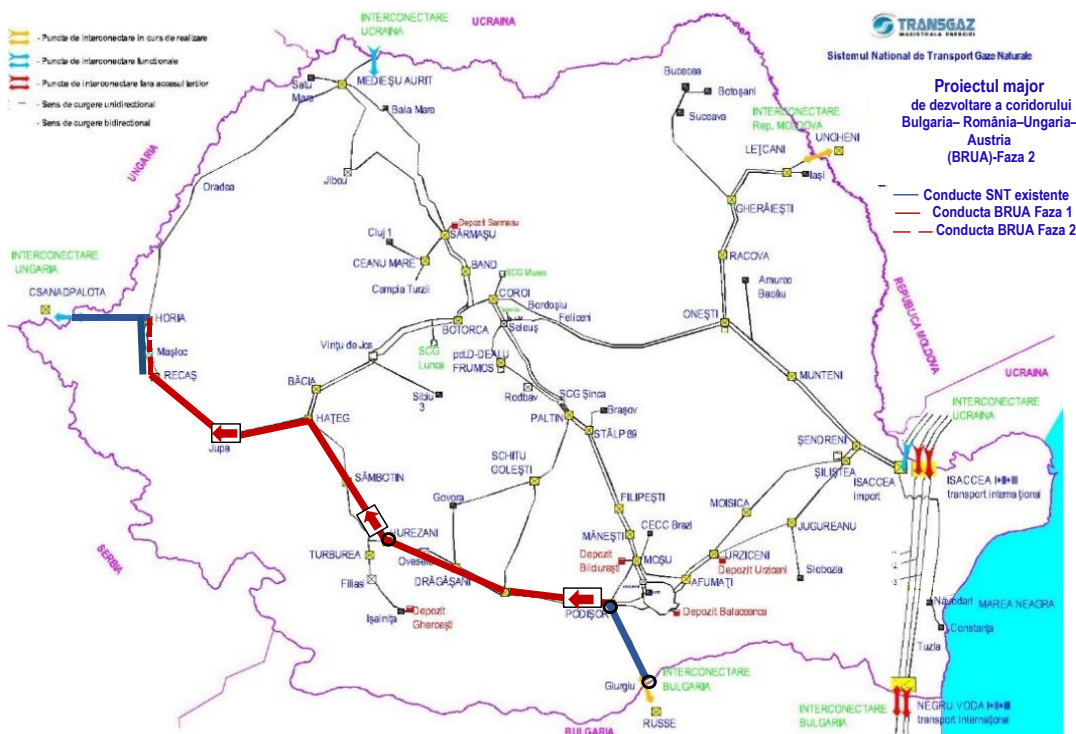
Costuri totale la finalizarea lucrării:

- 423 mil. Euro (estimat inițial 478,6 mil.Euro)

Decizie finală de investiție – 2016

Punere în funcțiune – 2020- FINALIZAT

Conectarea României la tranzitul învecinat



Scop:

- proiectul vizează creșterea fluxului de gaze spre Ungaria prin interconectorul Horia – Csanadpalota

Creșterea capacității:

- de la 1,75 mld. mc/an la 4,4 mld. mc/an spre Ungaria

Investiții necesare:

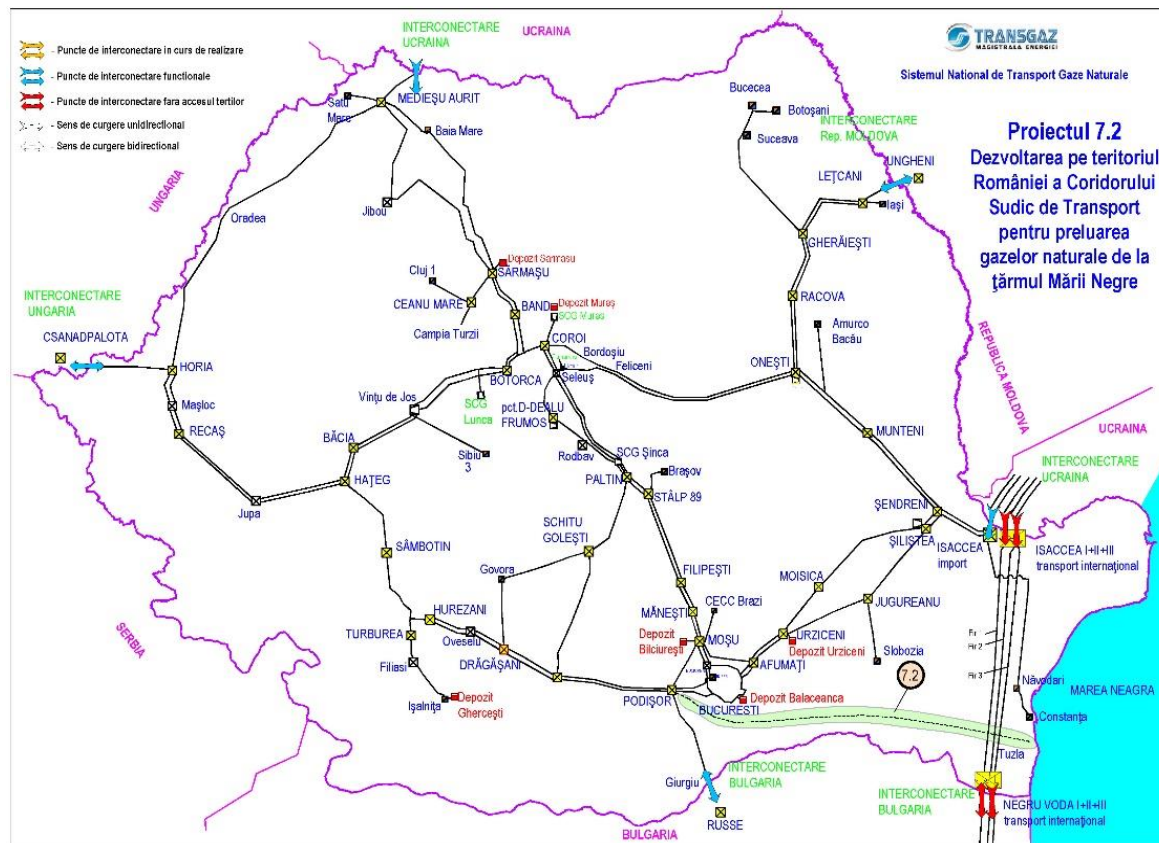
- conductă Receaș-Horia 32"x63 bar ~50 km
- creșterea capacității celor 3 stații de comprimare existente (Jupa, Bibești, Podișor) prin montarea unui agregat suplimentar în fiecare stație
- amplificare SMG Horia

Costuri totale estimate:

- 74,5 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2023
(actualizat)

Finalizarea Fazei 2 depinde de finalizarea cu succes a procedurii de Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate la IP Csanadpalota și de calendarul de derulare a acestei proceduri.



Punere în funcțiune estimată 2022

Scop:

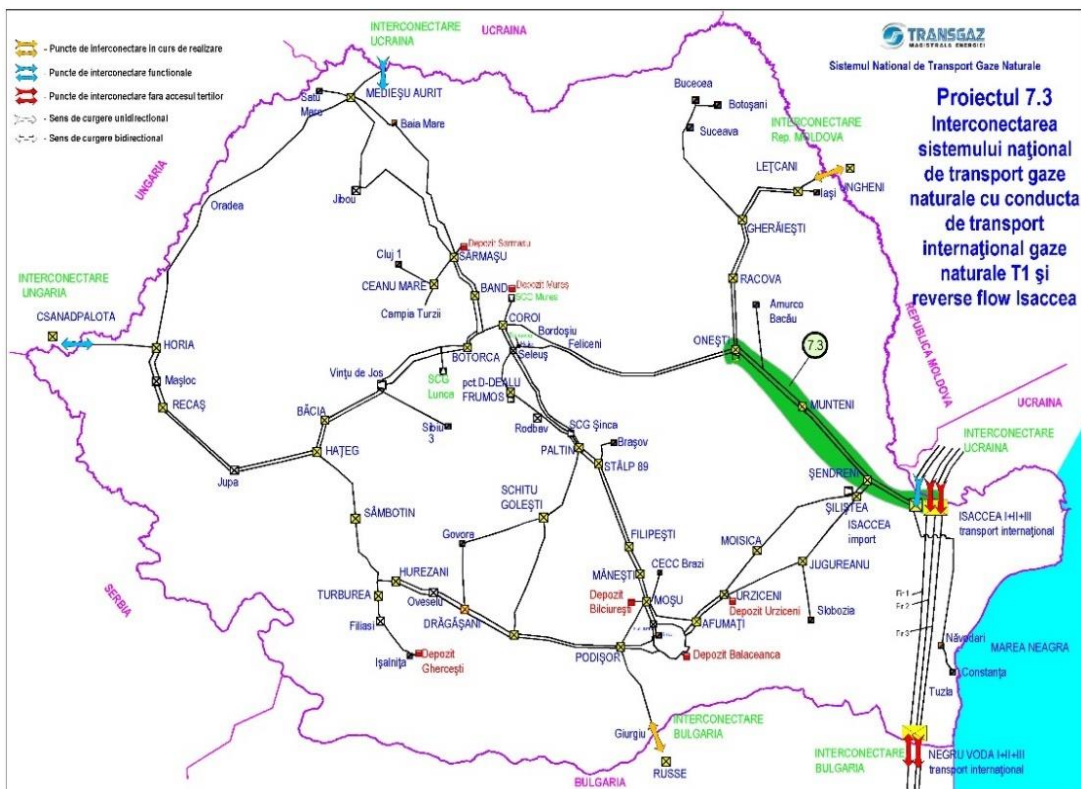
- crearea unei infrastructuri de transport pentru preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră

Investiții necesare:

- conducta Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,5 km, Ø 48" (Dn1200)
- conducta Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, Ø 40" (Dn1000)

Costuri totale estimate:

- 371,6 mil. Euro



Scop:

- crearea unui culoar de transport între Bulgaria, România și Ucraina
- asigurarea fluxurilor fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1, conf. Reg. UE 994/2010

Investiții necesare:

Faza 1

- reabilitarea conductei Dn800 Onești-Cosmești
- interconectare Isaccea

Faza 2

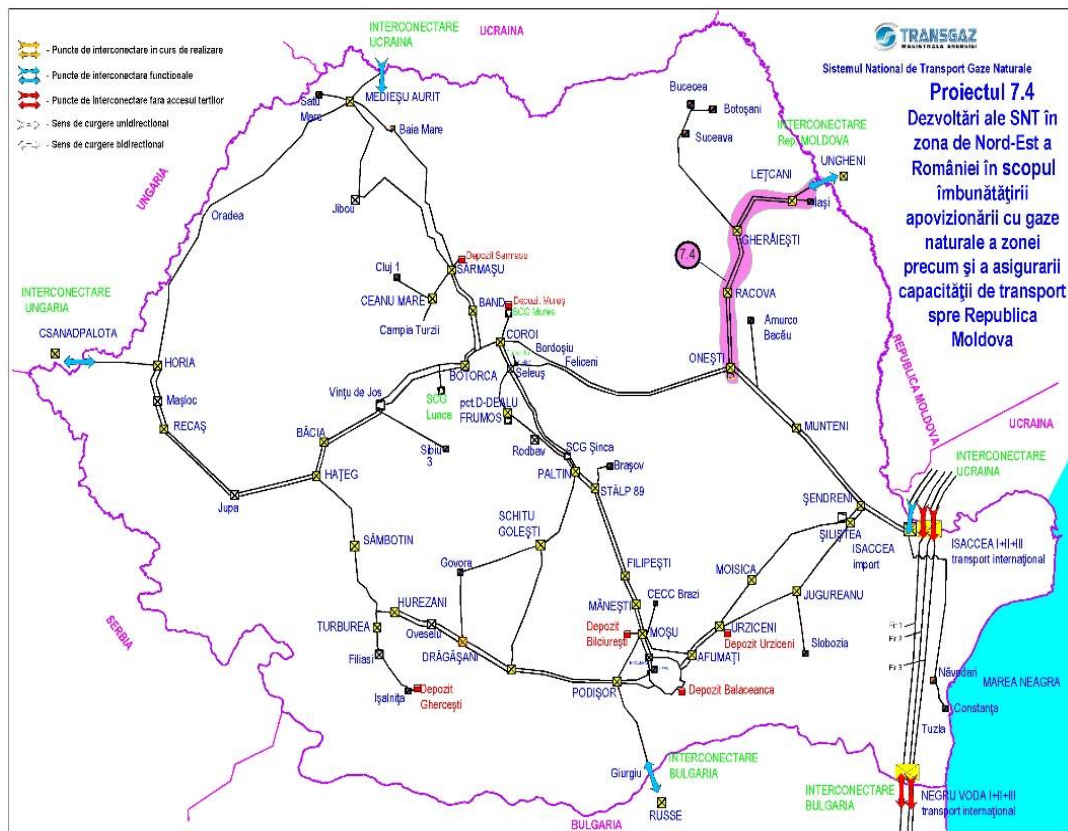
- modernizare SCG Siliștea, NT Siliștea
- modernizare SCG Onești, NT Onești
- modernizare SCG Șendreni, NT Șendreni

Costuri totale:

- 77,7 mil. Euro

Decizie finală de investiție – 2018

Punere în funcțiune - 2018 – Faza I
 Punere în funcțiune - 2020 – Faza II-FINALIZATĂ



Punere în funcțiune estimată - 2021

Scop:

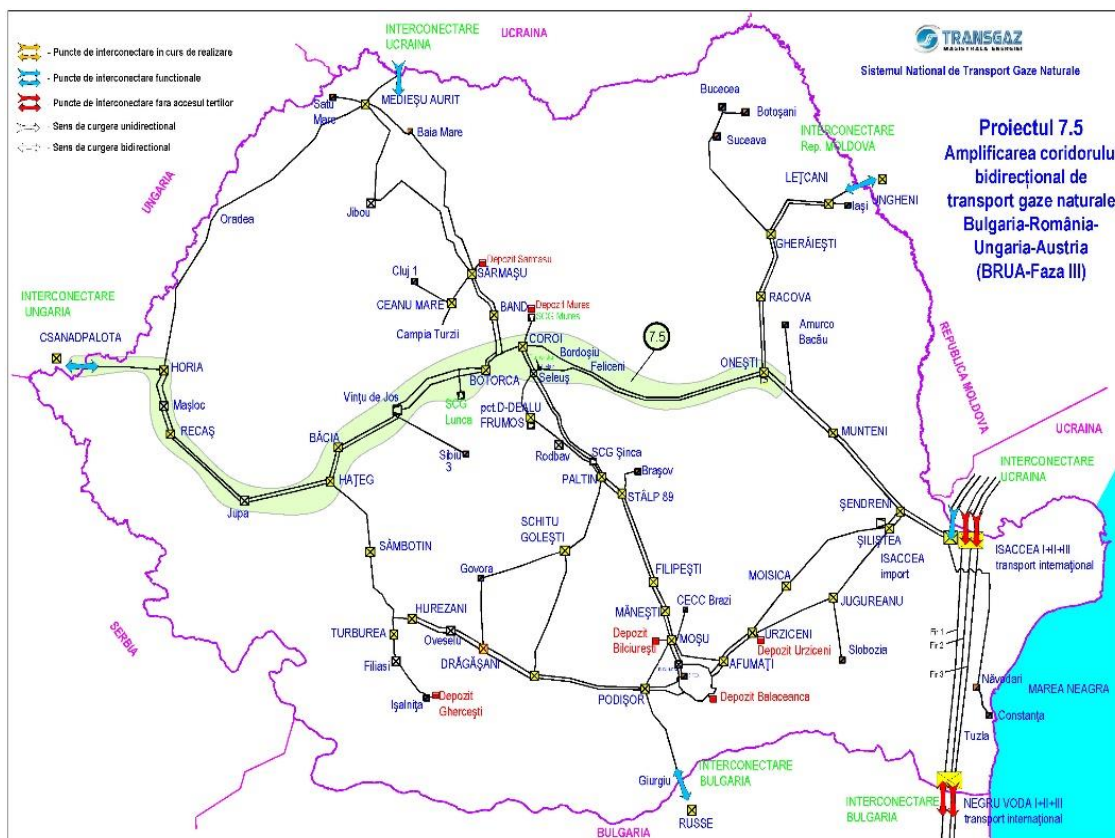
- îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a zonei de nord-est a României
- asigurarea unei capacități de transport de 1,5 mld.mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova

Investiții necesare:

- construirea unei conducte Dn 700, pe direcția Onești – Gherăești în lungime de 104,1 km
- construirea unei conducte Dn 700, pe direcția Gherăești-Lețcani în lungime de 61,05 km
- construirea unei stații de comprimare la Onești de 9,14 MW
- construirea unei stații de comprimare la Gherăești de 9,14 MW

Costuri totale estimate:

- 174,25 mil. Euro



Data de finalizare estimată – 2026
 (actualizat)

Scop:

- dezvoltarea capacității de transport gaze naturale pe culoarul Onești–Coroi–Hațeg–Nădlac în funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre on-shore

Investiții necesare:

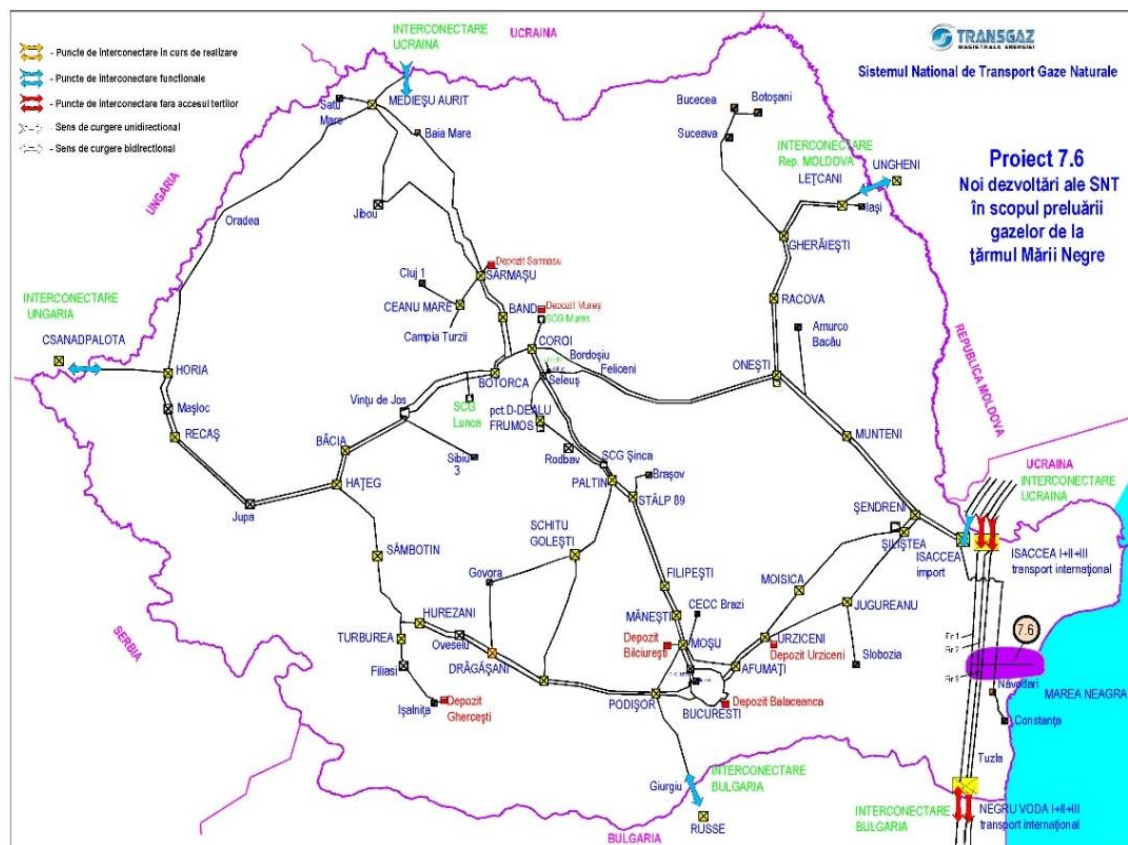
- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT
- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT sau conducte noi instalate în paralel cu conductele existente
- dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare

Creșterea capacității:

- 4,4 mld. mc/an spre Ungaria

Costuri totale estimate:

- 530 mil. Euro



Punere în funcțiune estimată 2021

Scop:

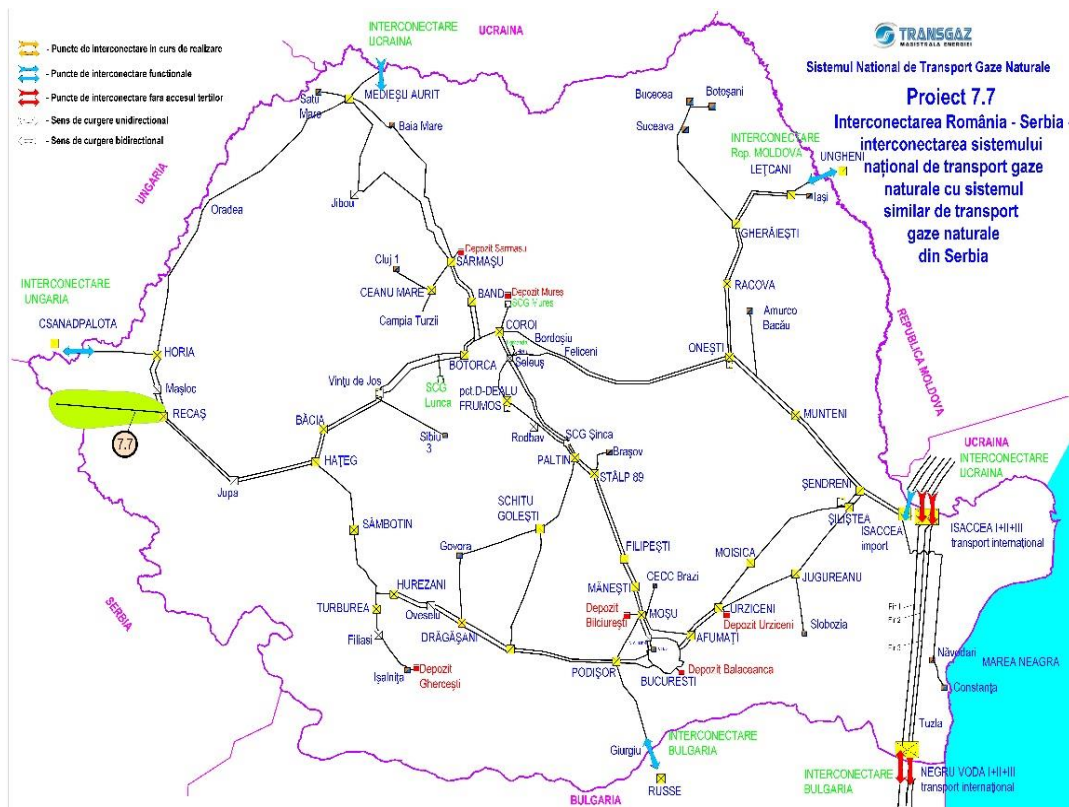
- crearea unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale descoperite în perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre

Investiții necesare:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 24,37 km, DN 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1

Costuri totale estimate:

- 9,14 mil. Euro



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

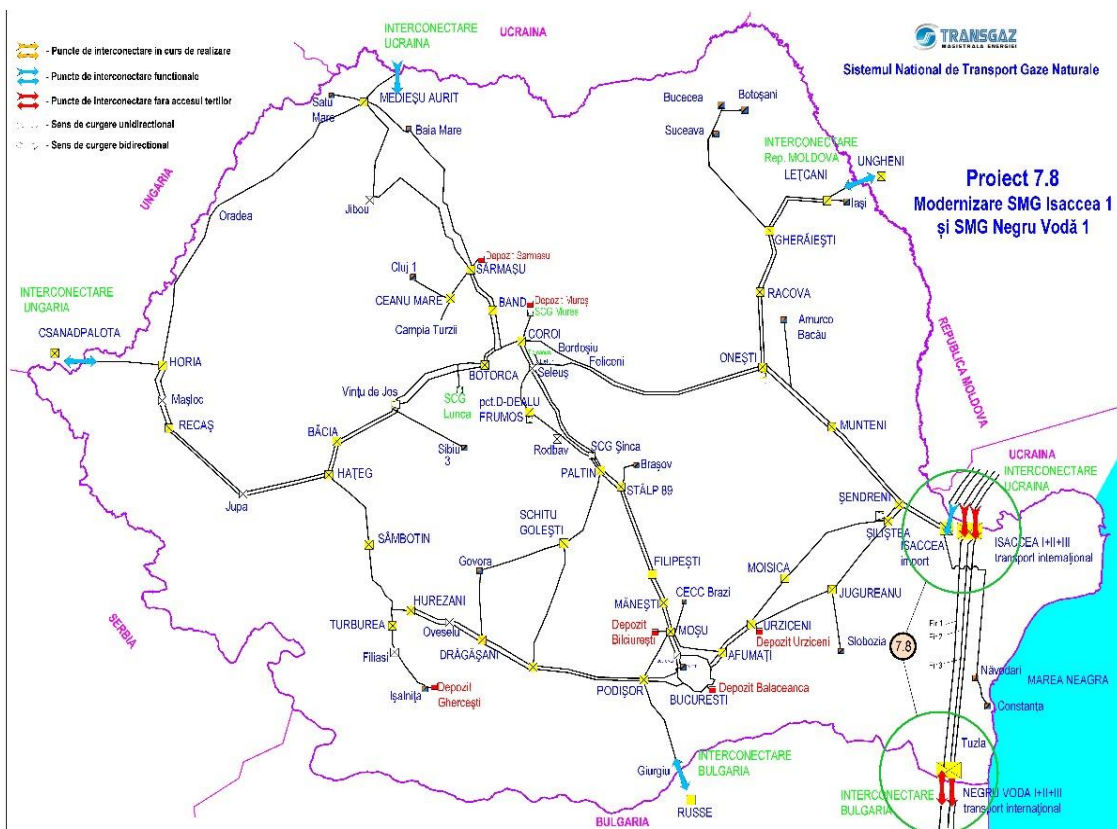
Investiții necesare:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Receaș-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
- contruirea unei SMG la Comloșu Mare

Costuri totale estimate:

- 56,21 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2023 (actualizat)



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

- construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale.

În cazul SMG Isaccea 1 stația a fost construită în incinta stației existente

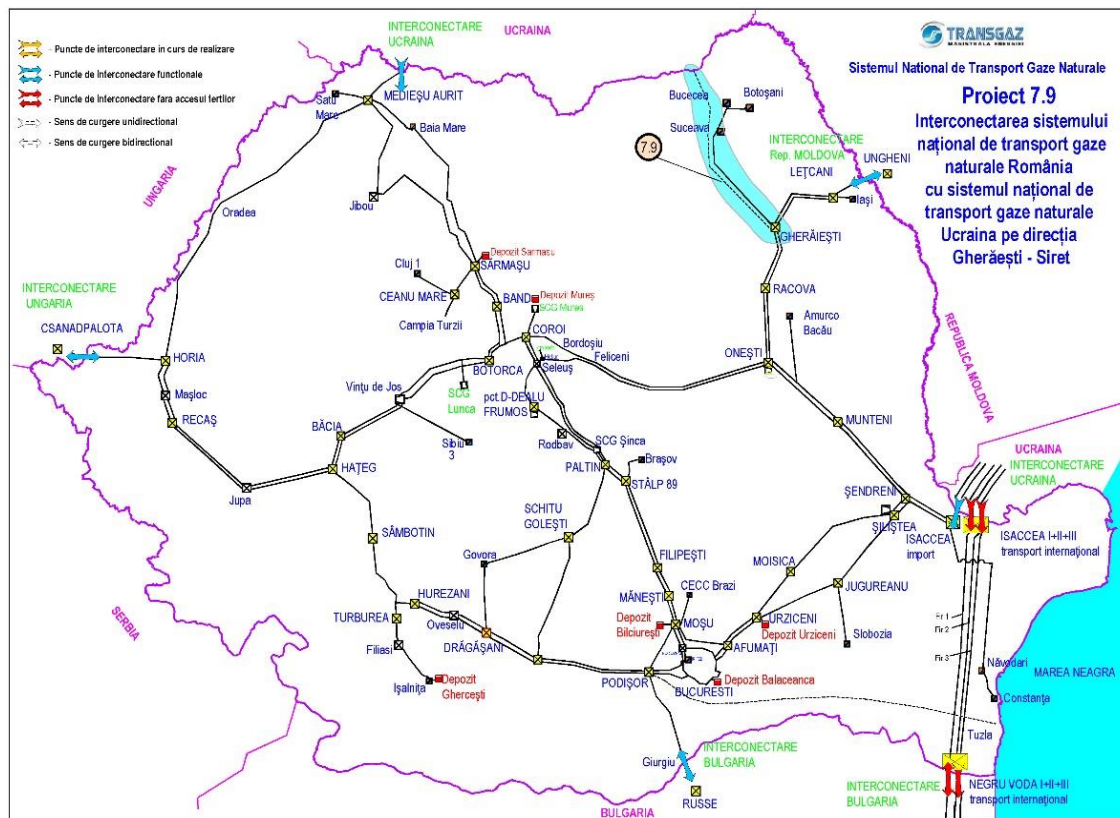
În cazul SMG Negru Vodă 1, stația va fi construită pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente

Costuri totale ~ 26,65 mil. Euro:

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

Decizie finală de investiție – 2018

Punere în funcțiune – SMG Isaccea 1- 2020- FINALIZAT
 Punere în funcțiune estimată – SMG Negru Vodă 1-2021



Punere în funcțiune estimată – 2026 (actualizat)

Scop:

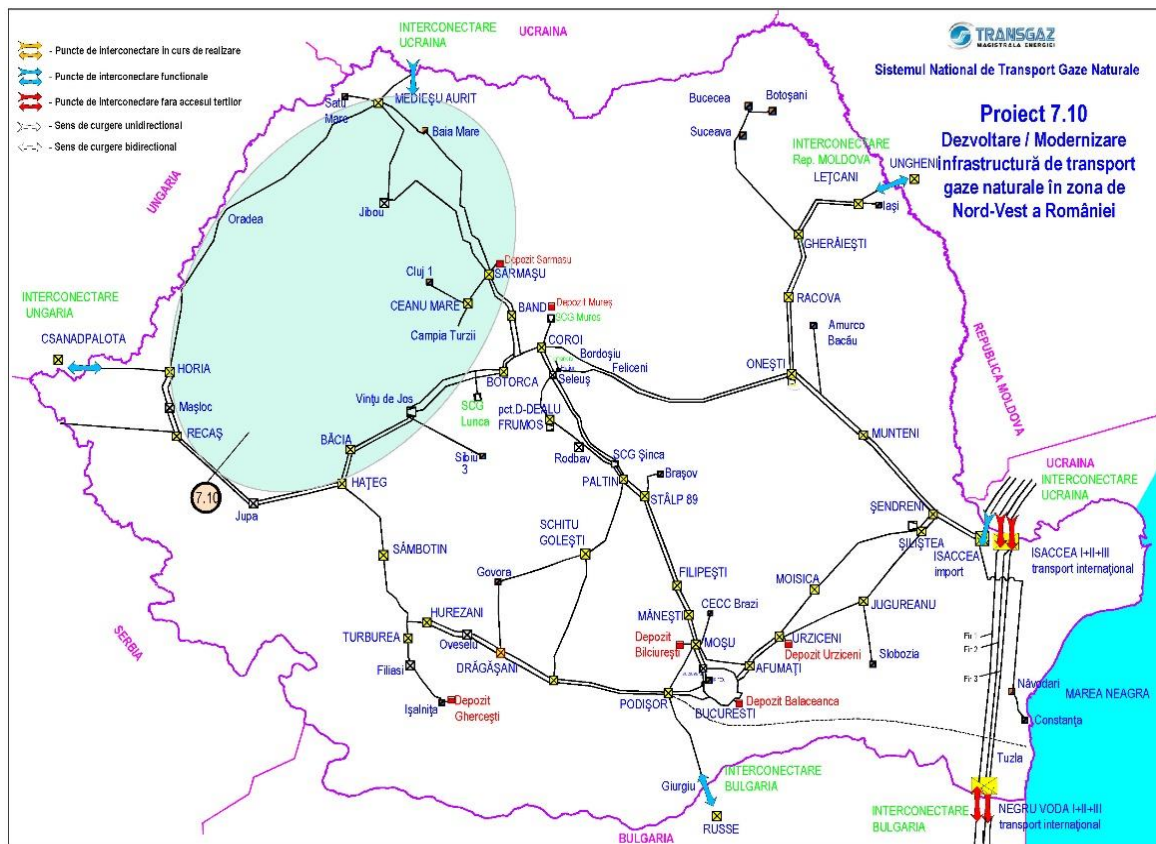
- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

- construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 146 km și a instalațiilor aferente, pe direcția Gherăești–Siret
- construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră
- amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul

Costuri totale estimate:

- 150 mil. Euro (actualizat)



Punere în funcțiune estimată - 2026

Scop:

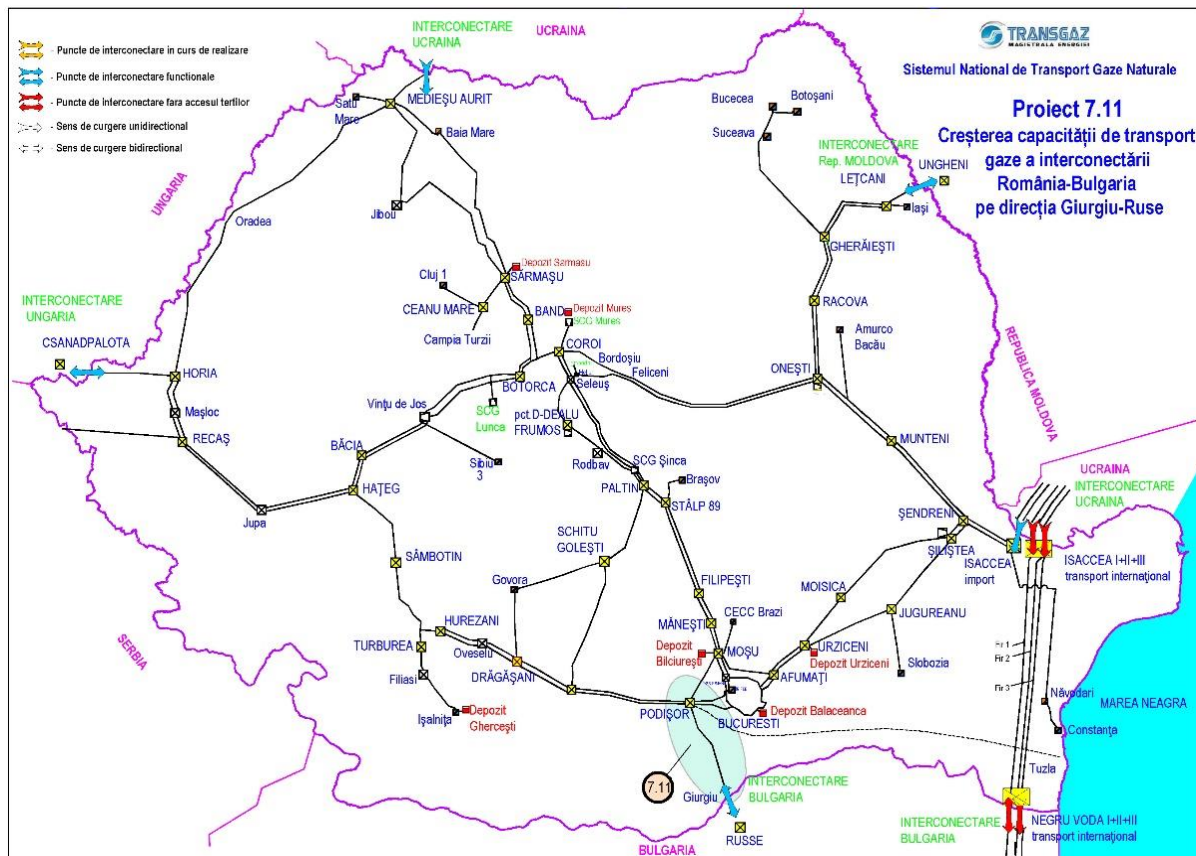
- crearea de noi capacități de transport gaze naturale

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



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

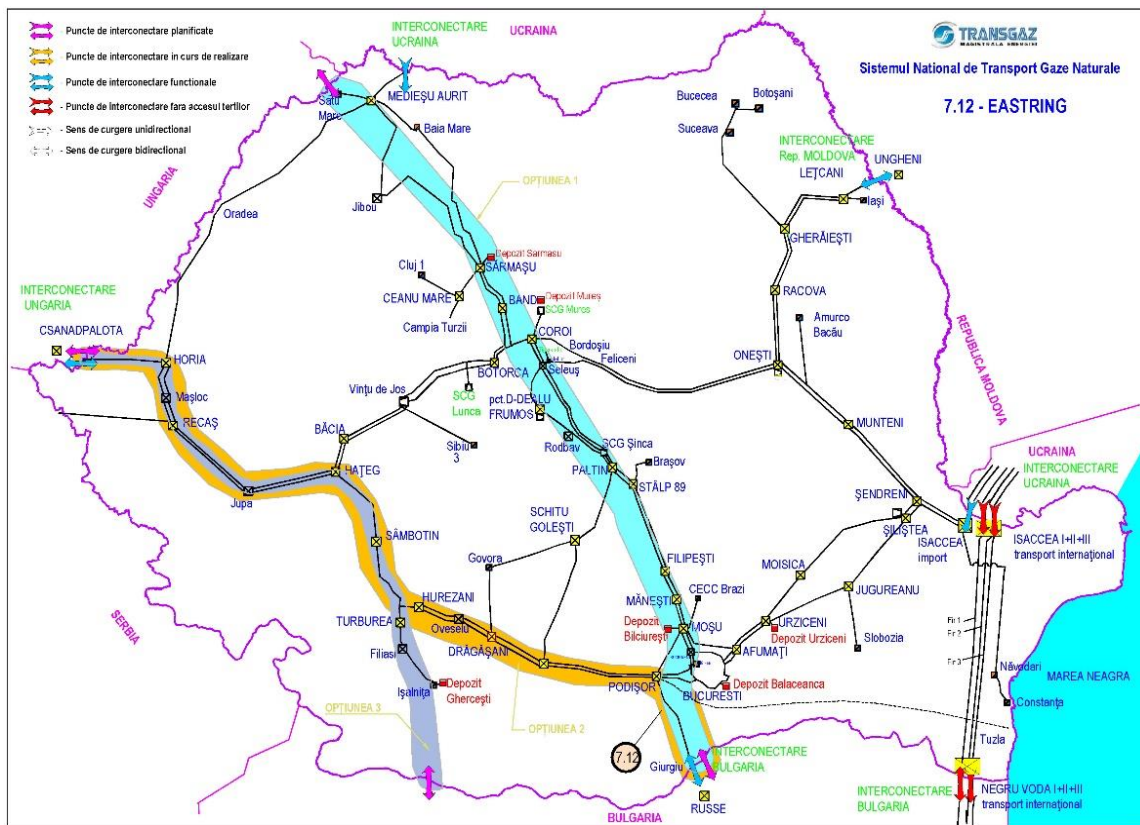
Investiții necesare:

- 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

Punere în funcțiune estimată - 2027



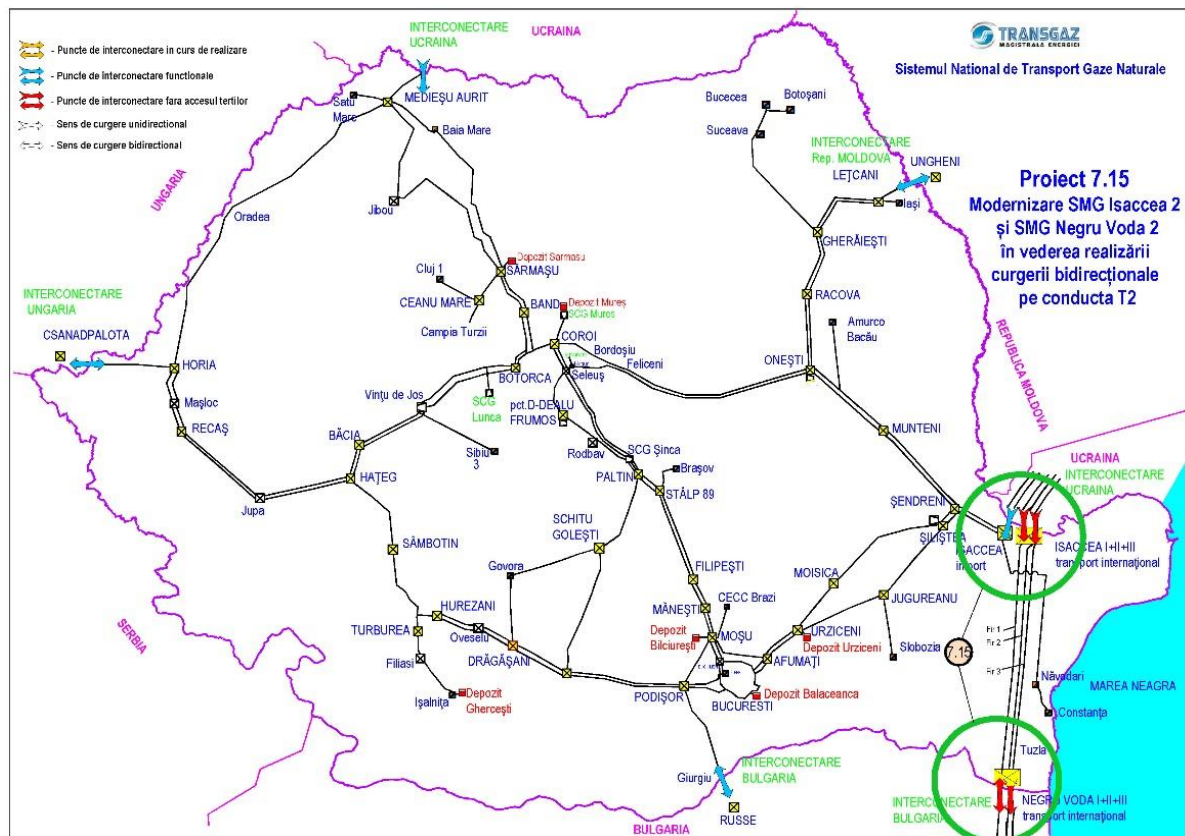
**Punere în funcțiune estimată – 2027 – Faza 1 (actualizat)
2030 – Faza 2**

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

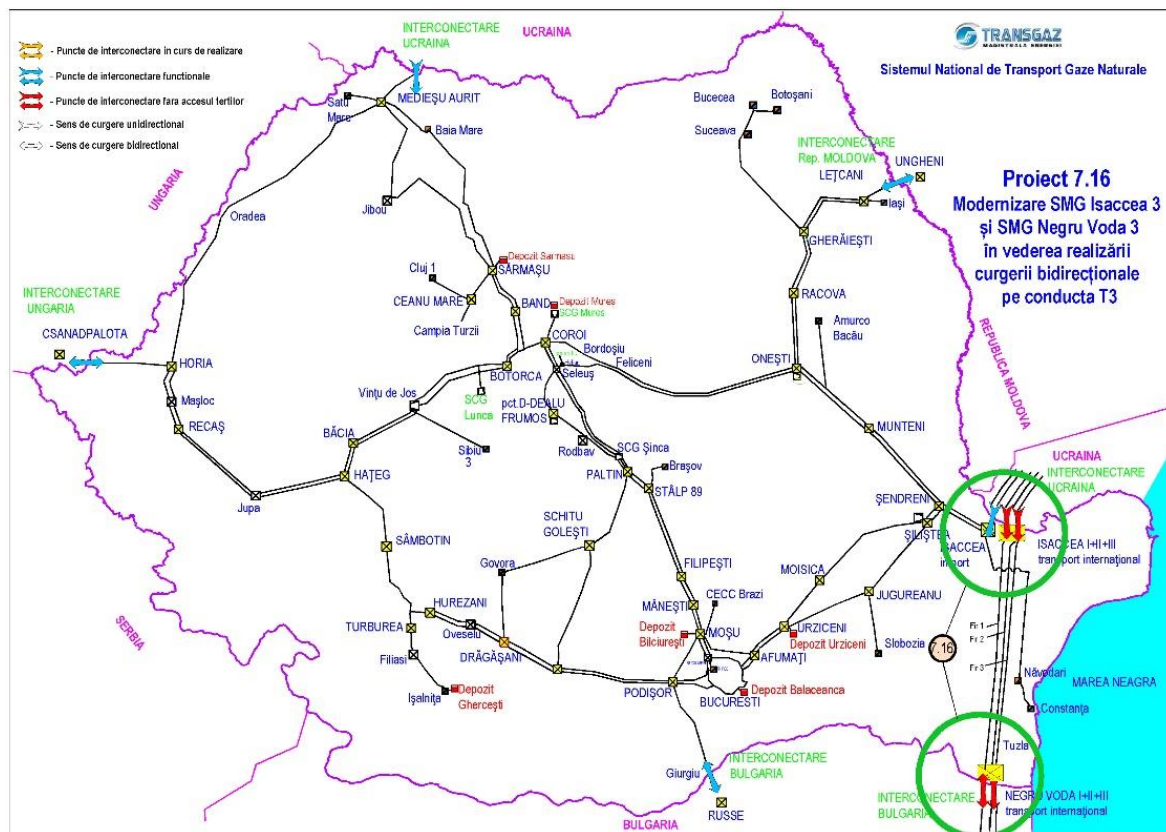
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate :

- 26,65 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2024



Scop:

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

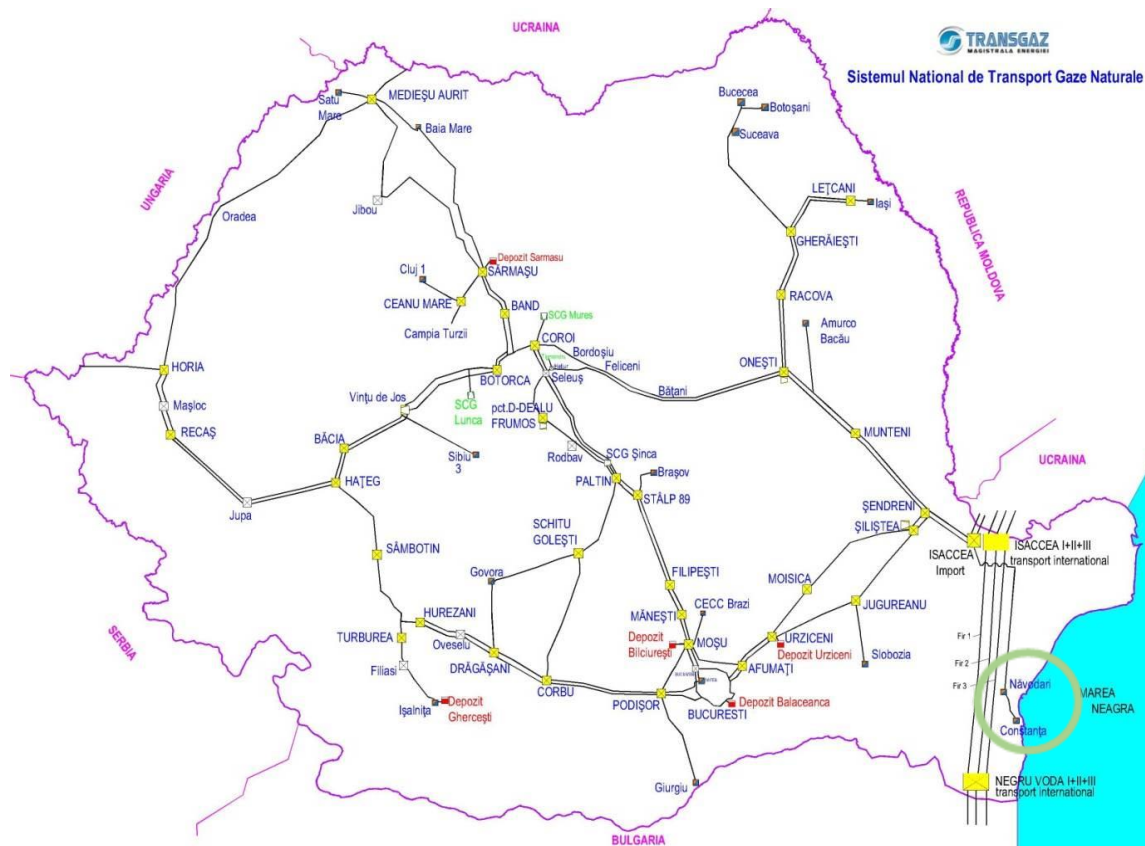
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- 26,65 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată – 2028



Punere în funcțiune estimată – 2028

Scop:

- preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

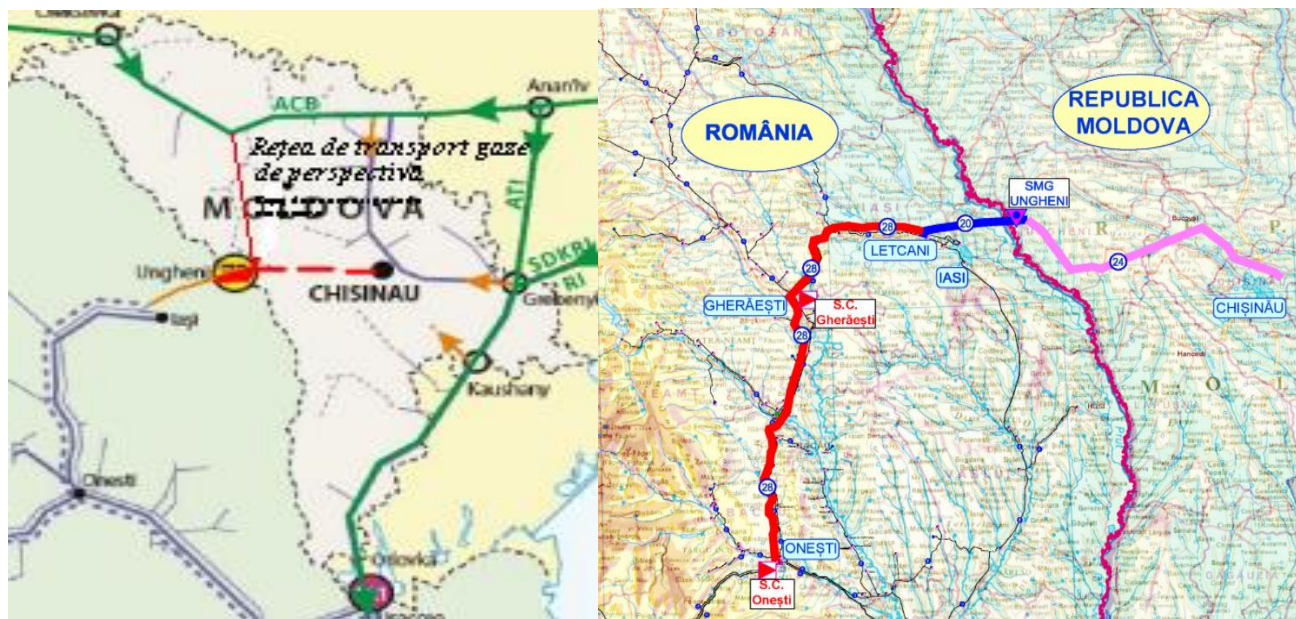
Investiții necesare:

- 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

Iași – Ungheni – Faza I; Ungheni – Chișinău – Faza II



Punere în funcțiune/incepere operare

2020 - FINALIZAT

Finalizare Construcție complex Ghidighici

2020 - FINALIZAT

Scopul proiectului:

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.

Proiectul a însemnat construirea următoarelor obiective:

- 4 Stații de Reglare Măsurare Gaze (la Semeni în Raionul Ungheni, Ghidighici, Petricani și Tohatini - municipiul Chișinău)
- conductă DN 600, presiunea 55 bar, cu o lungime de 120 km
- 11 grupuri de robinete pentru secționarea traseului conductei
- 2 conducte de distribuție gaze de la SRM Tohatin la sistemul de distribuție al municipiului Chișinău în lungime de aproximativ 3,2 km fiecare
- 1 conductă de distribuție gaze, medie presiune de la SRM Ghidighici la sistemul de distribuție al municipiului Chișinău în lungime de aproximativ 1,5 km
- 1 racord de 2,6 km către SRM Ghidighici, DN 300, PN 55 bar
- un nod de măsurare gaze bidirecțional la Tohatini ce va face legătura între conducta proiectată Ungheni – Chișinău și sistemul de transport gaze existent din Republica Moldova, exploatat de MOLDOVATRANGAZ
- un complex operațional la Ghidighici, unde va fi și sediul administrativ al VESTMOLDTRANSGAZ

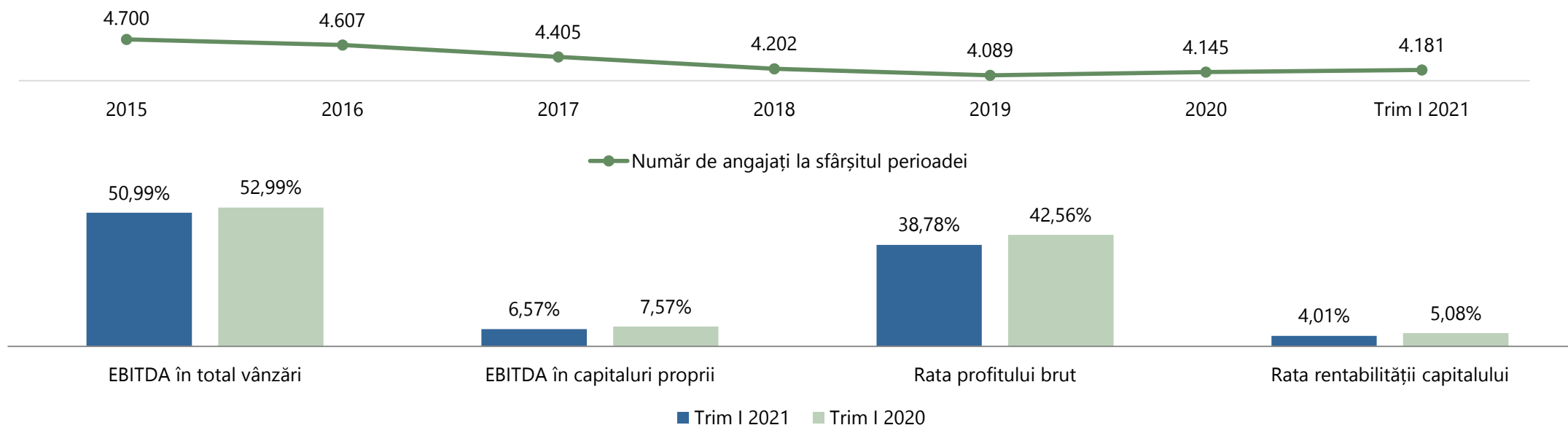
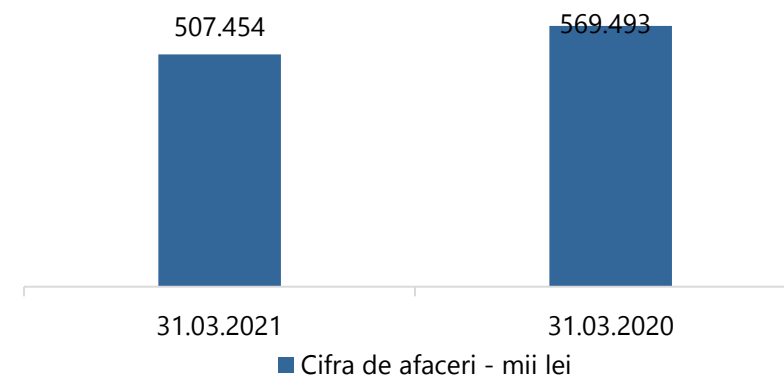
Valoare :

- 93 milioane Euro

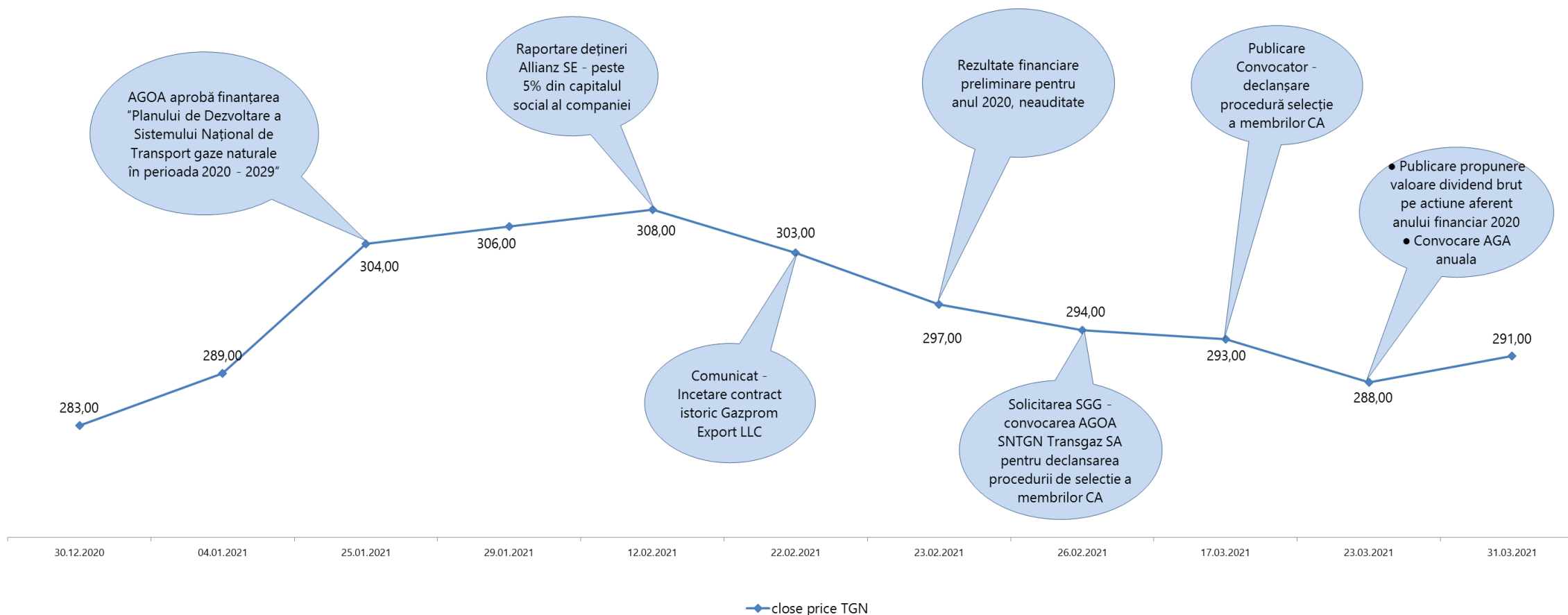
8. Principalii indicatori

31.03.2021 comparativ cu 31.03.2020

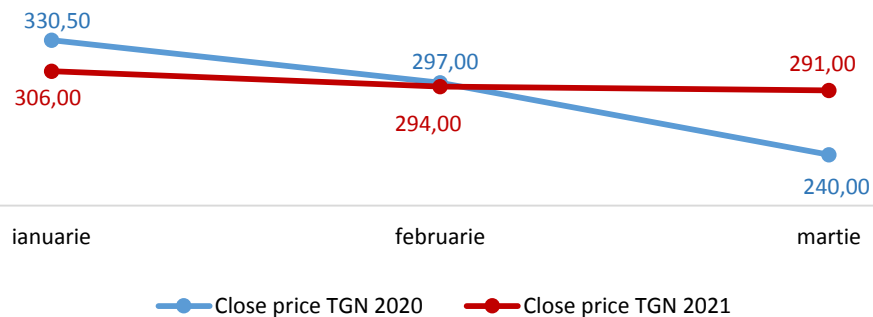
	Trim I 2021	Trim I 2020
EBITDA în total vânzări	50,99%	52,99%
EBITDA în capitaluri proprii	6,57%	7,57%
Rata profitului brut	38,78%	42,56%
Rata rentabilității capitalului	4,01%	5,08%
Lichiditatea curentă	1,73	2,11
Lichiditatea imediată	1,42	1,34
Gradul de îndatorare	37,19%	16,45%
Rata de acoperire a dobânzii	25,45	100,87
Viteza de rotație a debitelor - zile	122,14	105,24
Viteza de rotație a creditelor - zile	36,83	36,71



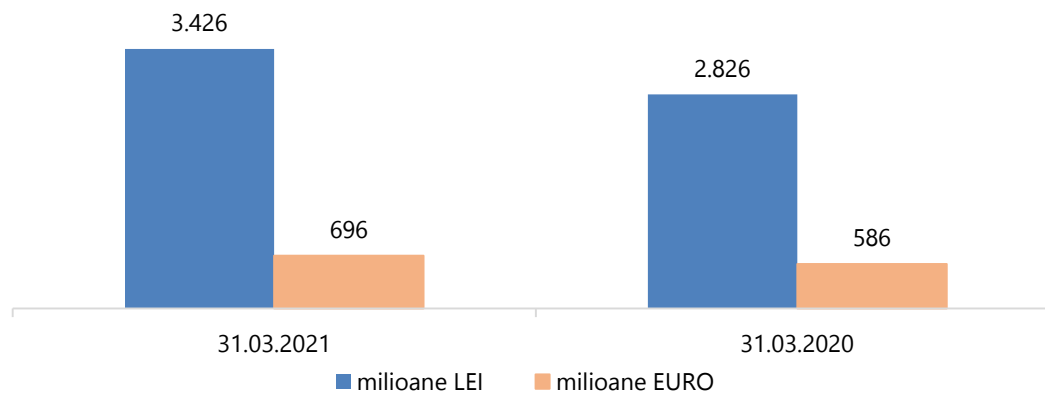
Principalele evenimente cu impact asupra prețului acțiunii TGN în trimestrul I 2021



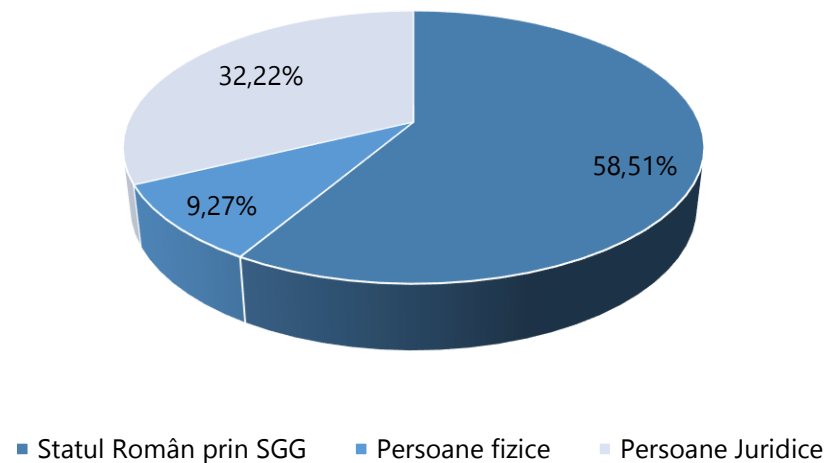
Evoluția TGN pe bursă (2)



Capitalizarea bursieră

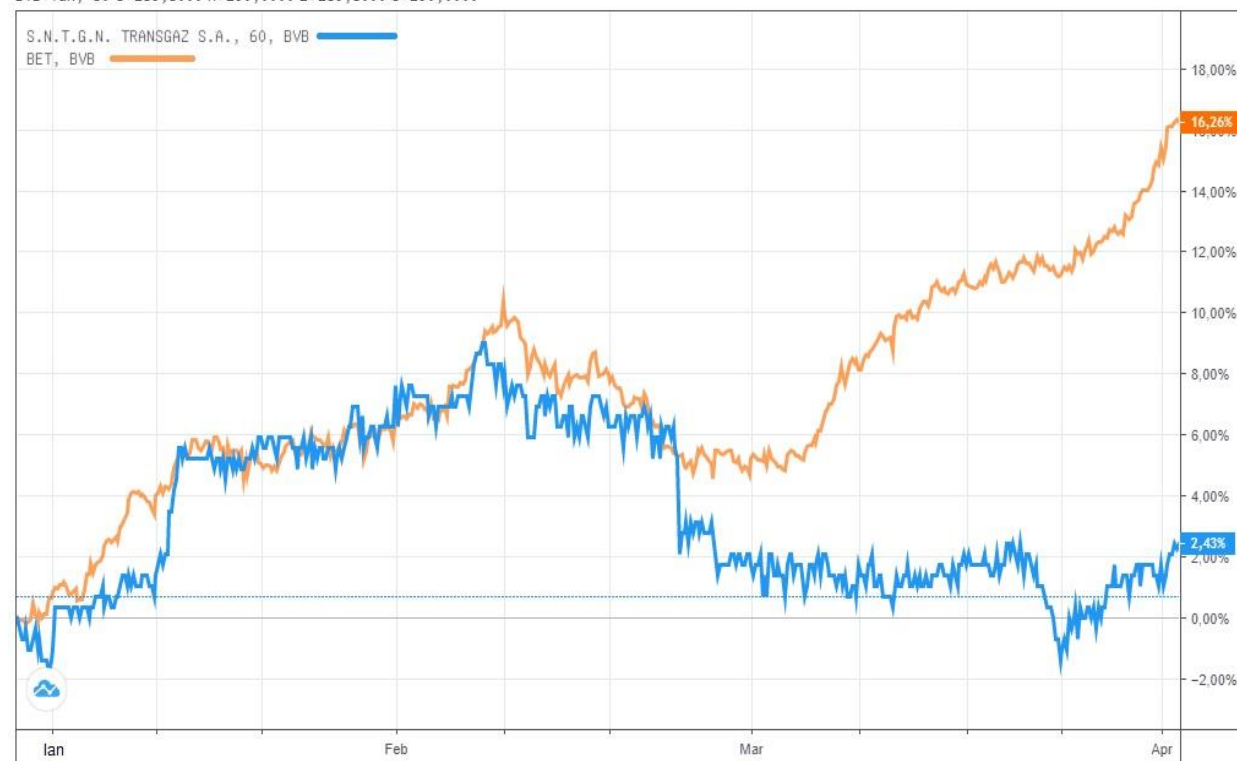


Structura acționariatului la data de 09 Aprilie 2021



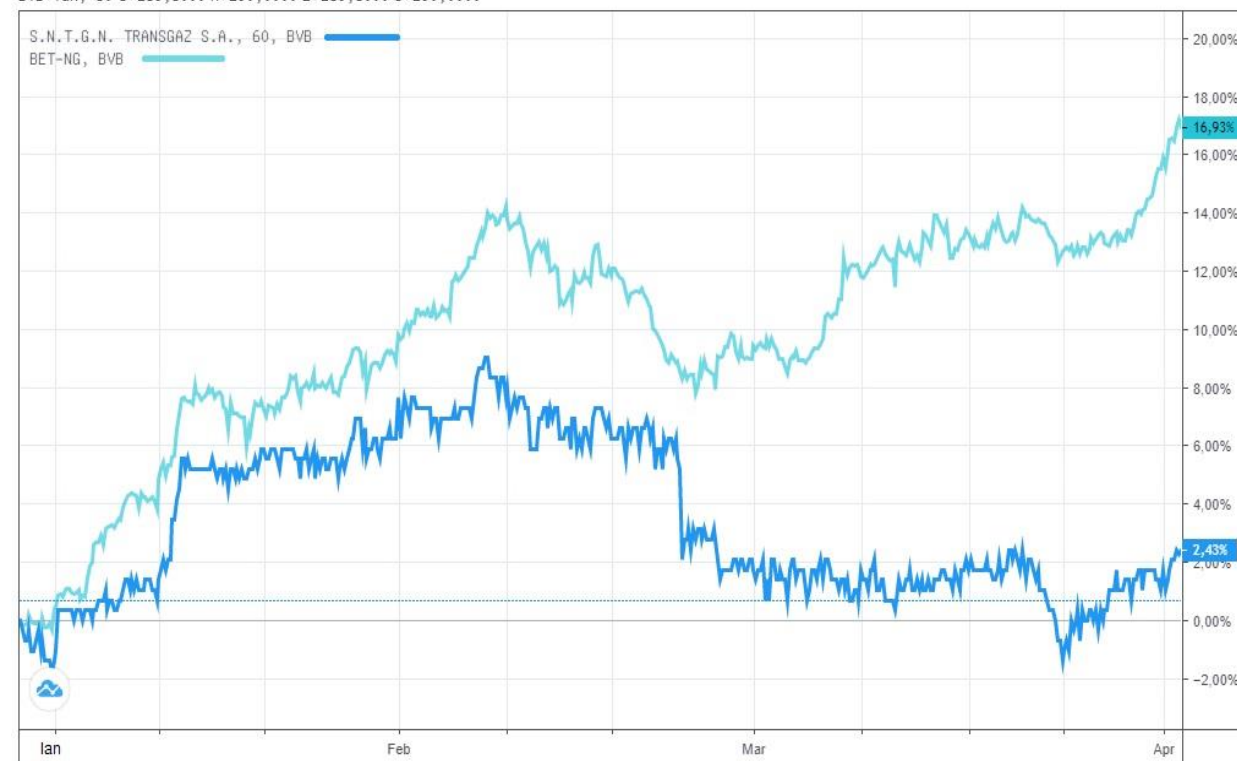
Evoluția TGN pe bursă (3)

Published on TradingView.com, May 12, 2021 10:59:20 EEST
BVB:TGN, 60 0:289,5000 H:290,0000 L:289,5000 C:290,0000



TradingView

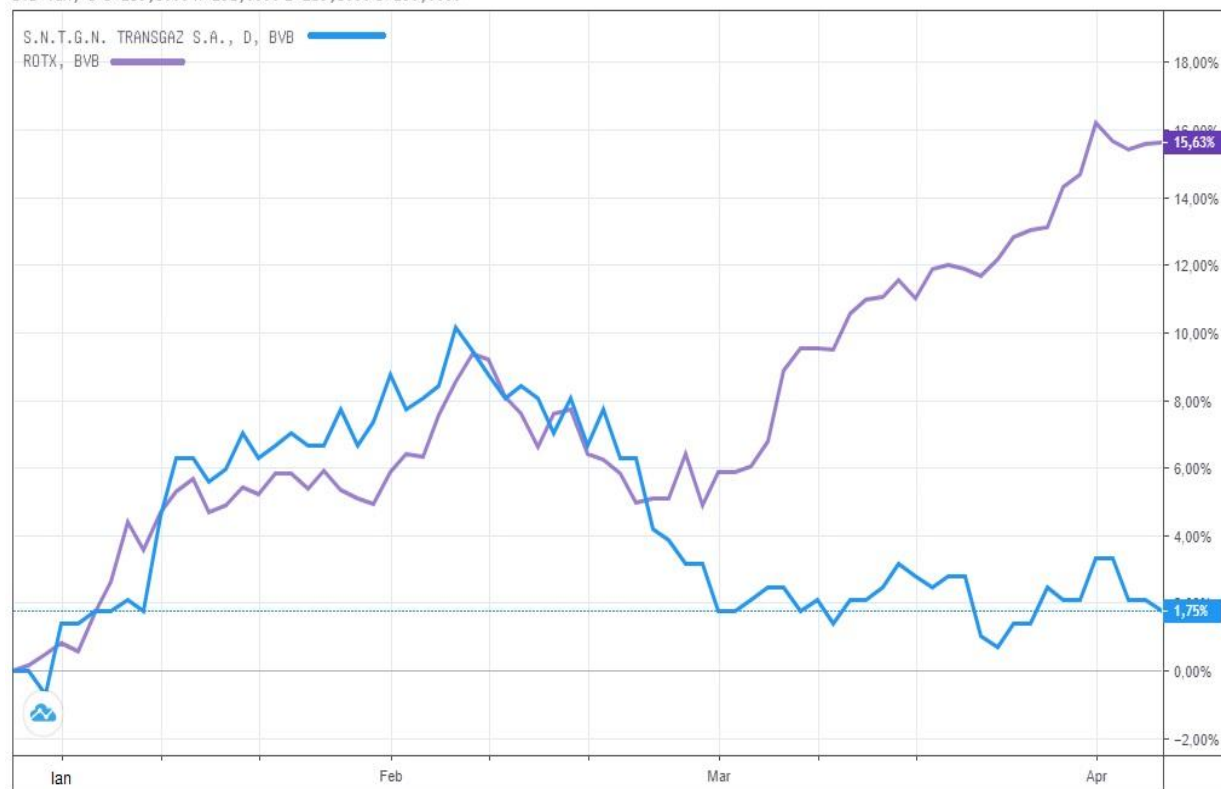
Published on TradingView.com, May 12, 2021 11:00:14 EEST
BVB:TGN, 60 0:289,5000 H:290,0000 L:289,5000 C:290,0000



TradingView

Evoluția TGN pe bursă (4)

Published on TradingView.com, May 12, 2021 11:05:23 EEST
BVB:TGN, D 0:289,5000 H:291,0000 L:289,5000 C:290,0000



TradingView

Published on TradingView.com, May 12, 2021 11:01:03 EEST
BVB:TGN, 60 0:289,5000 H:291,0000 L:289,5000 C:291,0000

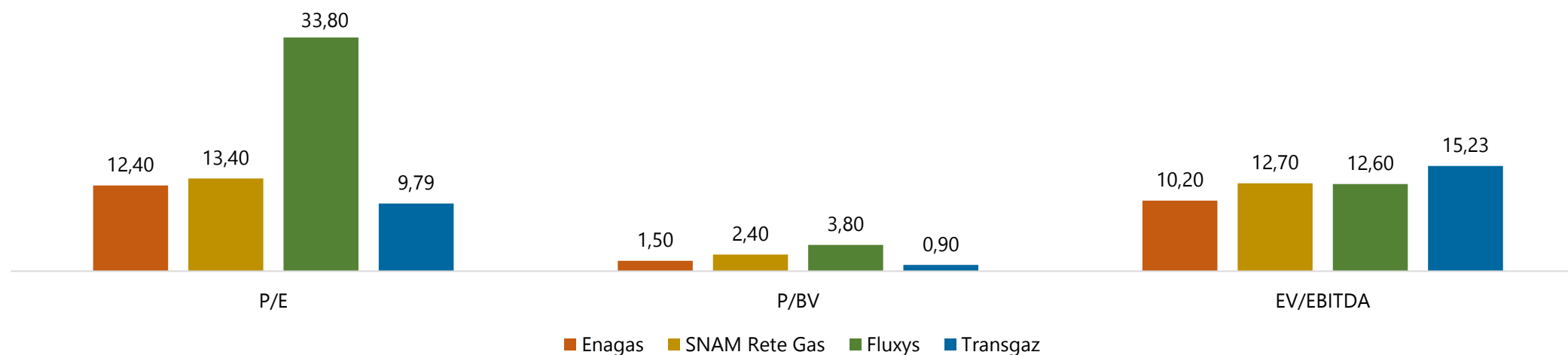
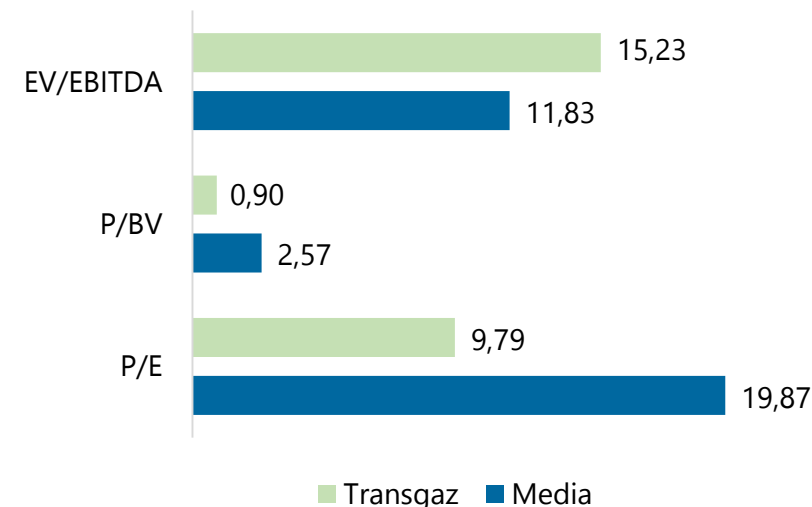


TradingView

TRANSGAZ COMPARATIV CU COMPANIILE SIMILARE

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	12,40	1,50	10,20
SNAM Rete Gas	Italia	13,40	2,40	12,70
Fluxys	Belgia	33,80	3,80	12,60
Media		19,87	2,57	11,83
Transgaz	Romania	9,79	0,90	15,23
Premium /Discount		-50,72%	-64,94%	28,70%

Sursa: Bloomberg, 21.04.2021





Vă mulțumim pentru atenția acordată!