

O COMPANIE RESPONSABILĂ, O COMPANIE A VIITORULUI !

**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU SEMESTRUL I 2020
(NEAUDITATE)**



ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU IFRS - UE



Cuprins

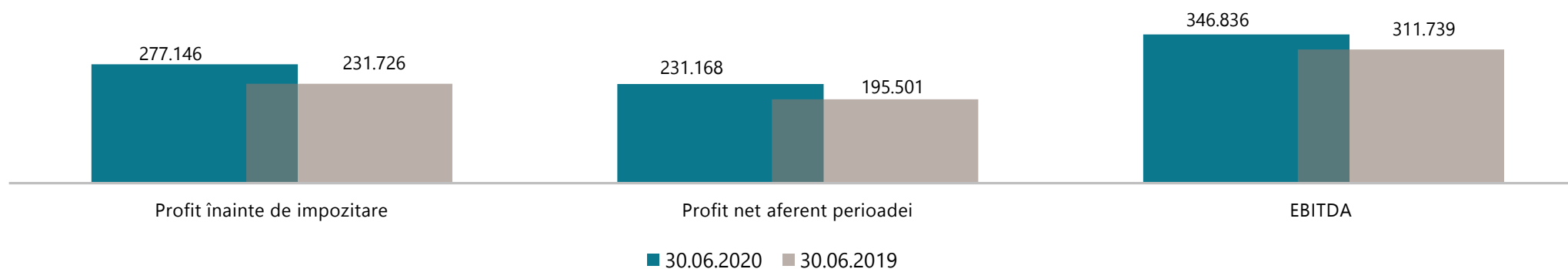
-
1. Situația interimară a rezultatului global la 30.06.2020
 2. Situația interimară a poziției financiare la 30.06.2020
 3. Factori de influență a veniturilor
 4. Factori de influență a cheltuielilor
 5. Factori cheie ai activității
 6. Principalii indicatori
-

1. Situația interimară a rezultatului global la 30.06.2020 (1)

PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2020	30.06.2019	Diferențe 30.06.2020/30.06.2019	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	759.029	774.994	-15.965	97,94%
Venituri din activitatea de echilibrare	111.953	183.208	-71.256	61,11%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	673.000	297.898	375.102	225,92%
Venituri financiare	42.417	33.199	9.218	127,77%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	517.072	560.033	-42.961	92,33%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	111.953	183.208	-71.256	61,11%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	673.000	297.898	375.102	225,92
Cheltuieli financiare	7.228	16.433	-9.205	43,98
Profit înainte de impozitare	277.146	231.726	45.419	119,60%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	45.978	36.225	9.752	126,92%
Profit net aferent perioadei	231.168	195.501	35.667	118,24%
EBITDA	346.836	311.739	35.097	111,26%
Cifra de afaceri	851.174	938.808	-87.634	90,67%

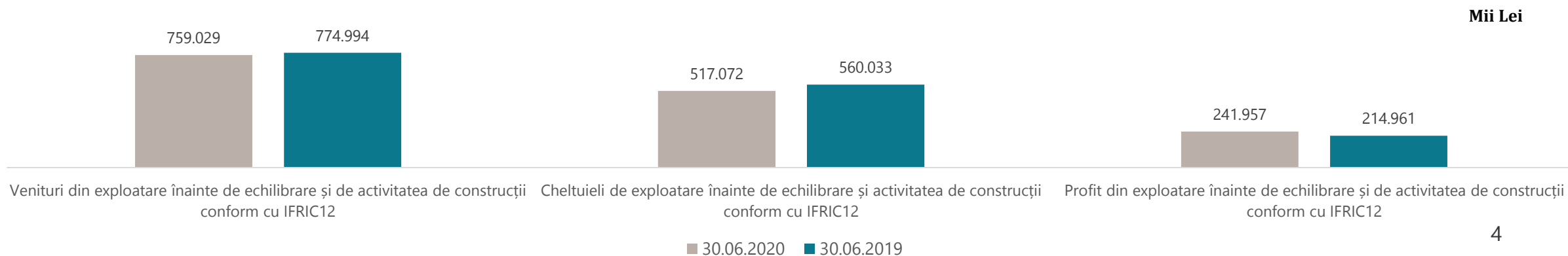
Mii Lei



1. Situația interimară a rezultatului global la 30.06.2020 (2)

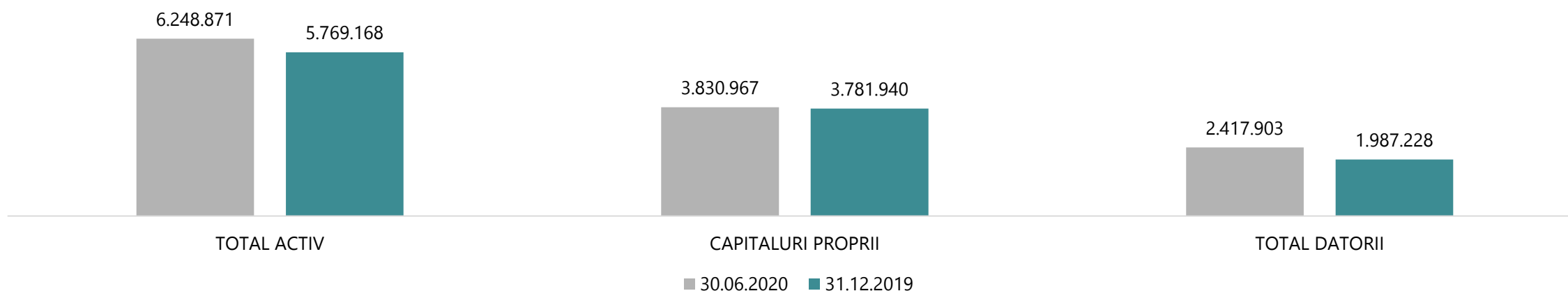
PRINCIPALII INDICATORI

MII LEI	30.06.2020	30.06.2019	Diferențe 30.06.2020/30.06.2019	
			Absolute	Relative
Venituri din activitatea de transport intern	677.824	582.317	95.507	116,4%
Venituri din activitatea de transport internațional	59.231	170.431	-111.200	34,75%
Alte venituri	21.974	22.246	-272	98,78%
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	759.029	774.994	-15.965	97,94%
Cheltuieli cu angajații	206.906	189.003	17.903	109,47%
Consum de gaze în SNT, materiale, și consumabile utilizate	49.996	58.981	-8.985	84,77%
Cheltuieli cu redevențe	73.705	75.275	-1.569	97,92%
Întreținere și transport	9.282	10.777	-1.495	86,13%
Impozite și alte sume datorate statului	31.994	48.026	-16.032	66,62%
Venituri/(Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-7.863	-7.996	133	98,33%
Alte cheltuieli din exploatare	48.172	89.188	-41.016	54,01%
Amortizare	104.878	96.778	8.100	108,37%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și activitatea de construcții conform cu IFRIC12	517.072	560.033	-42.961	92,33%
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	241.957	214.961	26.996	112,56%

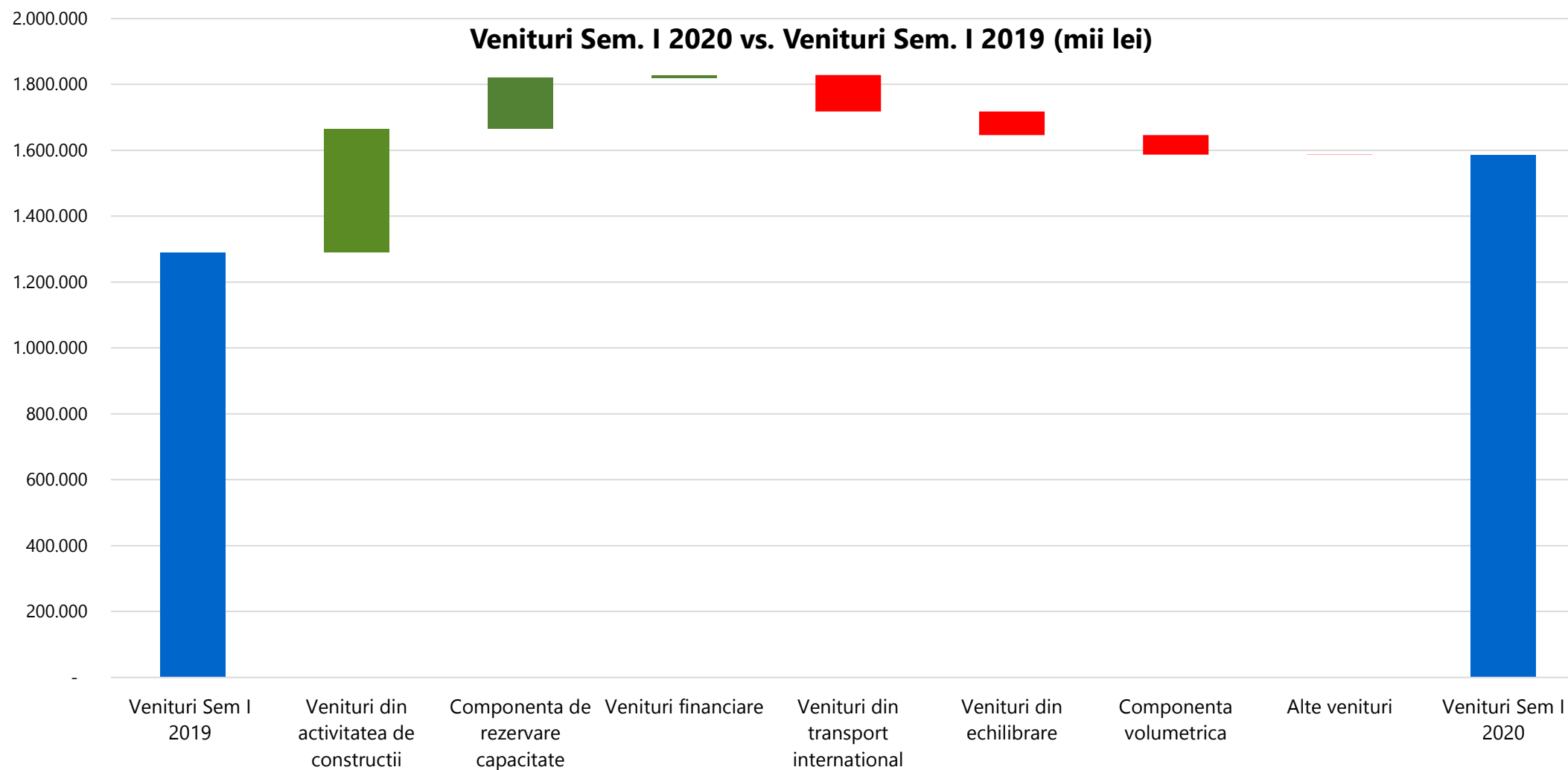


2. Situația interimară a poziției financiare la 30.06.2020 (3)

MII LEI	30.06.2020	31.12.2019	Diferențe	
			Absolute	Relative
ACTIVE IMOBILIZATE	5.214.185	4.484.129	730.055	116,28%
ACTIVE CIRCULANTE	1.034.686	1.285.039	-250.353	80,52%
TOTAL ACTIV	6.248.871	5.769.168	479.702	108,31%
CAPITALURI PROPRII	3.830.967	3.781.940	49.027	101,30%
DATORII PE TERMEN LUNG	1.680.470	1.489.789	190.681	112,80%
DATORII CURENTE	737.433	497.439	239.994	148,25%
TOTAL DATORII	2.417.903	1.987.228	430.676	121,67%
TOTAL CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	6.248.871	5.769.168	479.702	108,31%



3. Factori de influență a veniturilor (1)



3. Factori de influență a veniturilor (2)

Sem I. 2020 comparativ cu Sem. I 2019

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **2%** față de realizările din semestrul I 2019, înregistrându-se o diminuare de **15.965 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- **veniturile obținute din rezervarea de capacitate** mai mari cu **155.058 mii lei** datorită:
 - **capacității rezervate** mai mare cu 9.250.046 MWh, cu influență pozitivă de 20.131 mii lei;
 - **tarifului de rezervare a capacității** mai mare cu 0,67 lei/MWh, cu influență pozitivă de 134.927 mii lei, creștere determinată în principal de facturarea veniturilor din prima de licitație, ca urmare a licitațiilor de rezervare de capacitate desfășurate conform CAM-NC pe punctele de interconectare.
- **veniturile obținute din componenta volumetrică** mai mici cu **59.551 mii lei** din cauza:
 - **tarifului de transport volumetric** mai mic cu 0,74 lei/MWh, cu o influență negativă de 51.931 mii lei;
 - **cantității de gaze transportate** mai mică față de semestrul I 2019 cu 3.318.172 MWh/337.992 mii mc (▼5%), cu o influență negativă de 7.620 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		6 luni 2019	6 luni 2020	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	27.775.663	26.331.627	-1.444.036
	mii m ³	2.607.415	2.456.197	-151.218
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	45.504.092	43.629.956	-1.874.136
	mii m ³	4.238.520	4.051.746	-186.774
Total	MWh	73.279.756	69.961.583	-3.318.172
	mii m ³	6.845.935	6.507.943	-337.992

Scăderea tarifelor volumetrice în perioada 01.01-30.06.2020 față de 01.01-30.06.2019 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 2018-2019 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrice reprezenta 30% din venitul total în timp ce în anul gazier 2019-2020 a scăzut la 25% din venitul total;
- la fundamentarea tarifelor pentru anul gazier 2019-2020 impozitul pe monopol nu a fost recunoscut de către ANRE în categoria costurilor preluate direct și implicit în venitul reglementat.

3. Factori de influență a veniturilor (3)

Sem. I. 2020 comparativ cu Sem. I 2019

- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mici cu **111.200 mii lei** din cauza încetării contractului de transport cu Gazprom Export Ltd pentru conducta Isaccea 2-Negru Voda 2 și a reglementării venitului din transport pe conducta Isaccea 1–Negru Voda 1 în conformitate cu prevederile metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr.41/2019 ca urmare a conectării acestei conducte cu SNT începând din 01 octombrie 2019;
- *alte venituri din exploatare* mai mici cu **272 mii lei**.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o scădere de **71.256 mii lei** pe seama următorilor factori:

- preț de tranzacționare mai mic cu 41,74 lei/MWh, cu o influență negativă de 73.278 mii lei;
- cantitate mai mare cu 19.165 MWh cu influență pozitivă de 2.022 mii lei;

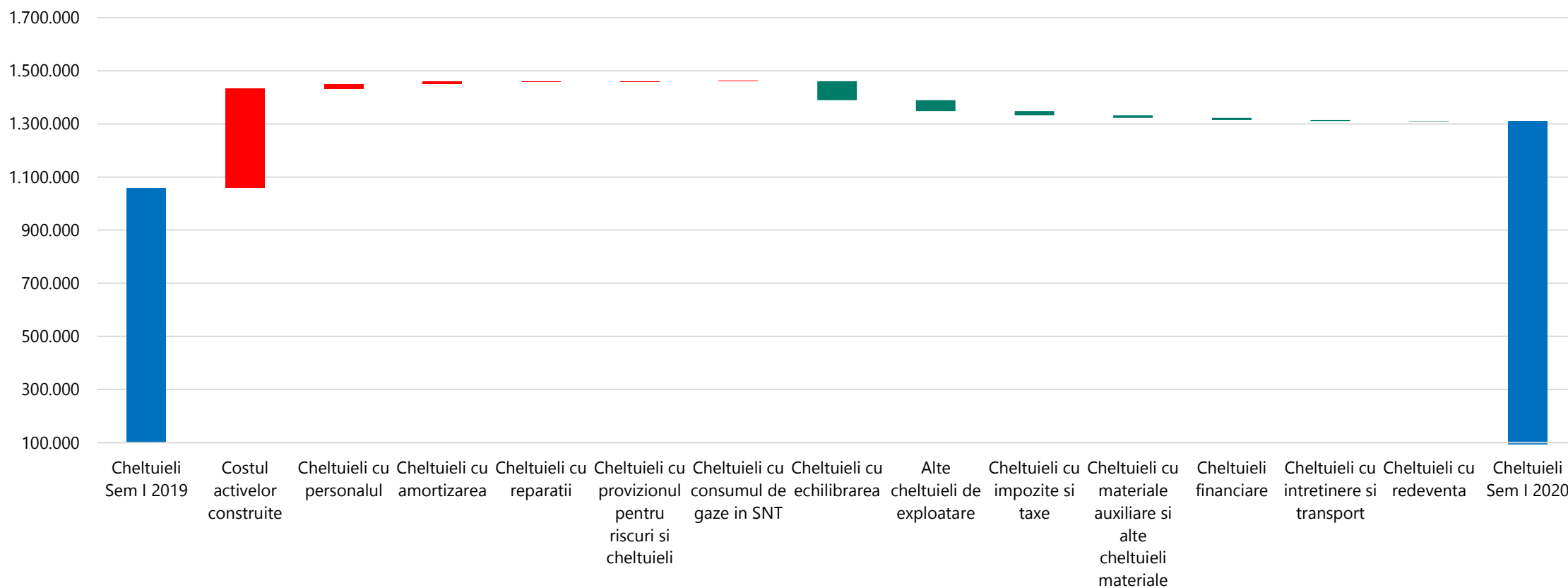
Veniturile din activitatea de construcții mai mari cu **375.102 mii lei**, înregistrate în conformitate cu IFRIC 12, conform căruia veniturile și costurile aferente serviciilor de construire sau îmbunătățire a rețelei de transport, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal, trebuie recunoscute în conformitate cu IAS 11, Contracte de construcții.

Veniturile financiare cu o influență pozitivă de **9.218 mii lei** datorită veniturilor din diferențe de curs valutar.

	Sem. I 2019	Sem. I 2020
Venituri din transport intern gaze naturale, din care:	582.317	677.824
- Componenta volumetrică	165.193	105.642
- Componenta de rezervare capacitate	417.124	572.182

4. Factori de influență a cheltuielilor(1)

Cheltuieli Sem I 2020 vs. Sem I 2019 (mii lei)



4. Factori de influență a cheltuielilor (2)

Sem. I 2020 comparativ cu Sem. I 2019

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **8%** față de semestrul I 2019, nivelul acestora fiind cu **42.961 mii lei** mai mic.

Societatea a înregistrat economii de 70.682 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- **alte cheltuieli de exploatare**: 41.016 mii lei, în principal pe seama reducerii cheltuielii cu ajustarea pentru deprecierea activelor curente comparativ cu semestrul I 2019;
- **cheltuieli cu impozite și alte sume datorate statului**: 16.032 mii lei;
- **cheltuieli cu redevența pentru concesionarea SNT**: 1.569 mii lei;
- **cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale**: 9.113 mii lei;
- **cheltuieli cu întreținere și transport**: 2.952 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 27.721 mii lei, la următoarele elemente de cheltuieli:

- **consum de gaze naturale pe sistemul de transport 128 mii lei**, din cauza a doi factori:
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel realizat în sem I 2019 cu 9,06 lei/MWh cu o influență negativă de 3.246 mii lei;
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului de gaze în SNT mai mică față de sem I 2019 cu 30.921 MWh, cu o influență pozitivă de 3.118 mii lei;

		30.06.2020	30.06.2019	Diferențe
Cantități consum de gaze naturale pe sistemul de transport	MWh	358.118	389.039	-30.921
	mii m ³	35.302	36.517	-1.215

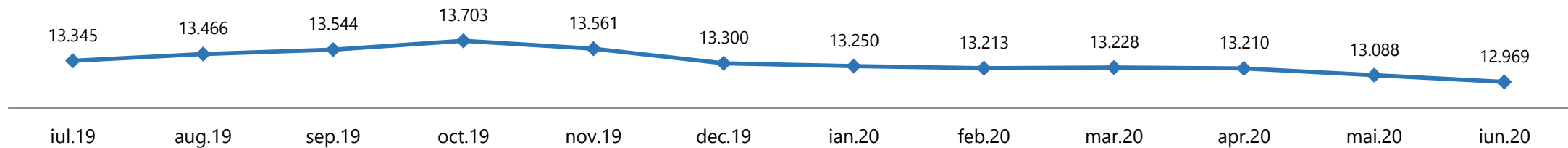
- **cheltuieli cu personalul**: 17.903 mii lei;
- **cheltuieli cu amortizarea**: 8.100 mii lei;
- **cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli**: 133 mii lei;
- **cheltuieli cu reparații**: 1.457 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o scădere de **9.205 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Comparativ cu realizările la semestrul I 2019 profitul brut realizat la semestrul I 2020 este mai mare cu 20%, respectiv cu 45.419 mii lei.

5. Factori cheie ai activității (1)

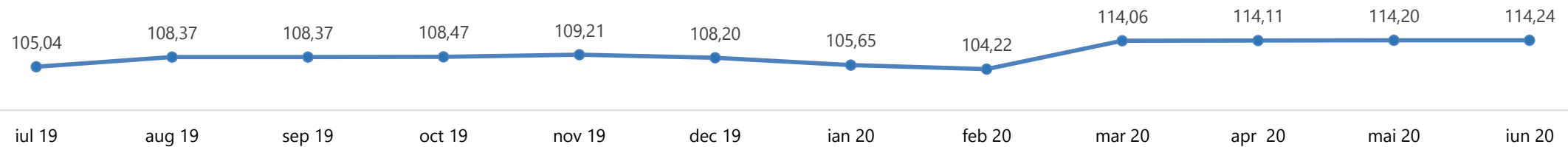
Gaze naturale vehiculate (inclusiv înmagazinare) - mil. mc - rolling 12 luni



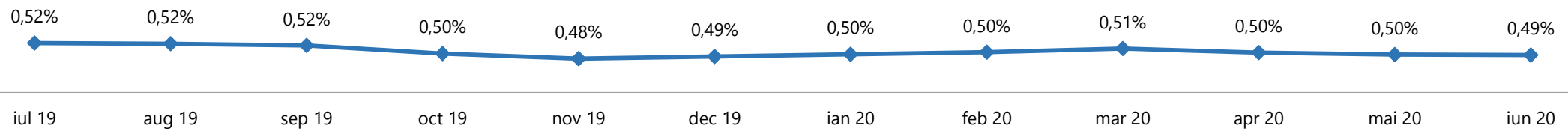
		Trim. I 2019	Trim. II 2019	Trim. I 2020	Trim. II 2020
Gaze vehiculate, din care:	MWh	45.054.044,385	28.562.914,237	44.364.276,697	25.819.240,998
	mii m ³	4.211.546,462	2.668.781,366	4.139.811,568	2.401.074,140
	MWh	398.246,000	11.330.118,539	440.750,000	6.350.866,660
	mii m ³	37.854,191	1.068.903,937	40.748,688	598.729,275
Pondere înmagazinare în gaze vehiculate		0,88%	39,67%	0,99%	24,60%

5. Factori cheie ai activității (2)

Preț (lei/MWH) pentru consum de gaze in SNT



Consum de gaze naturale in SNT în total gaze vehiculate (rolling 12 luni)



		Trim I 2019	Trim II 2019	Trim I 2020	Trim II 2020
Consum de gaze naturale in sistemul de transport, materiale si consumabile utilizate, din care:	Mii lei	30.306	28.675	30.643	19.353
▪ consum si pierderi tehnologice pe sistemul de transport	Mii lei	22.422	16.807	25.883	13.473
- cantitate consum tehnologic	MWh	224.309	164.730	240.122	117.996
▪ materiale auxiliare	Mii lei	6.703	10.902	3.814	5.327
▪ alte cheltuieli materiale	Mii lei	1.181	967	946	553



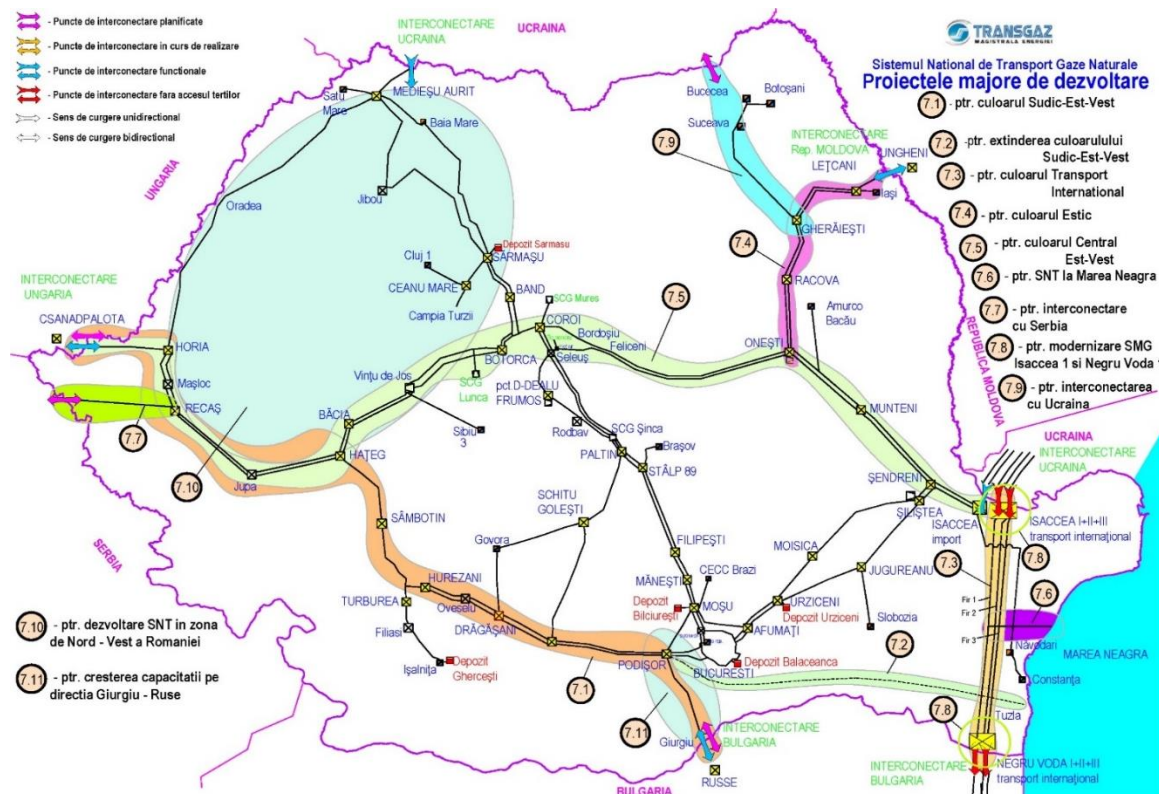
- ❑ peste 13.400 km de conducte principale de transport și conectări pentru alimentarea cu gaze, din care 369 km de conducte de transport internațional gaze;
- ❑ 1.126 stații de măsurare gaze (1.230 direcții măsurare);
- ❑ 4 stații de măsurare gaze pentru transport internațional;
- ❑ 7 stații de măsurare a gazelor importate;
- ❑ 5 stații de comprimare gaze cu o putere totală de 30 MW (SCG)
- ❑ 1.038 stații de protecție catodică (SPC);
- ❑ 58 stații de vane/noduri tehnologice;
- ❑ 904 de stații de odorizare.

INFRASTRUCTURA VIITOARE A SNT

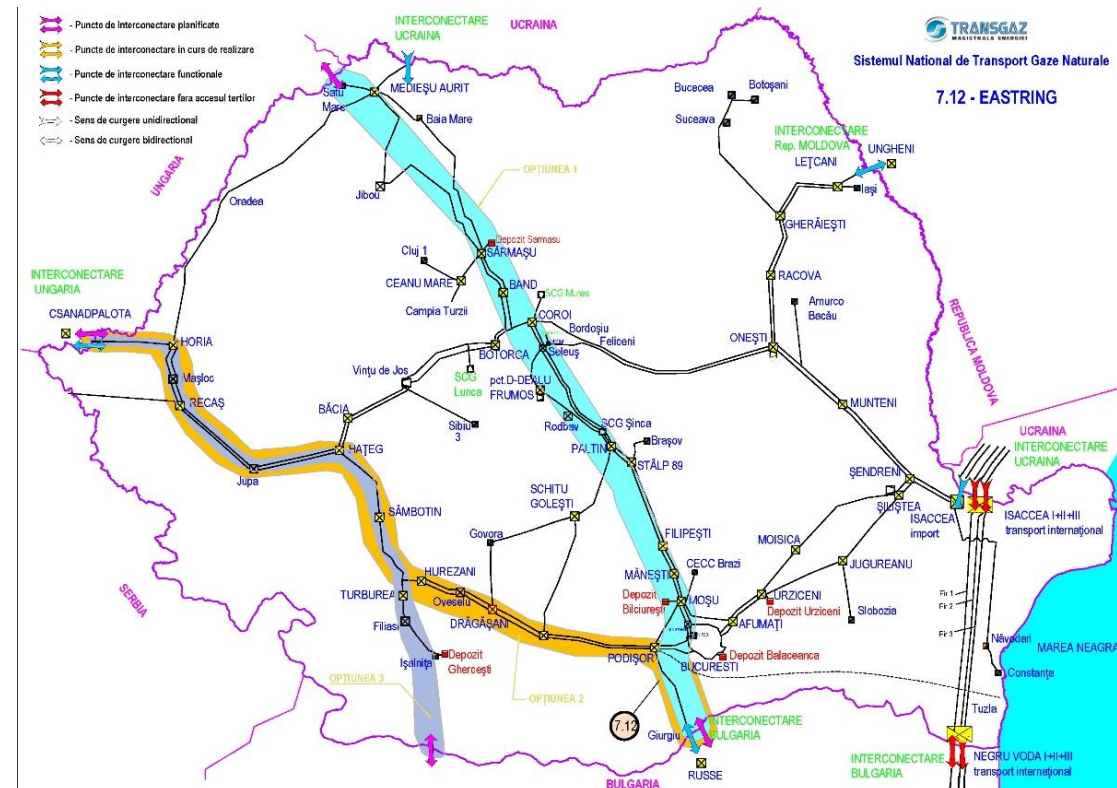
Un sistem de transport modernizat și competitiv, care asigură un grad ridicat de interconectare, flexibilitate și acces la mai multe surse de aprovizionare.

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

PROIECTE MAJORE

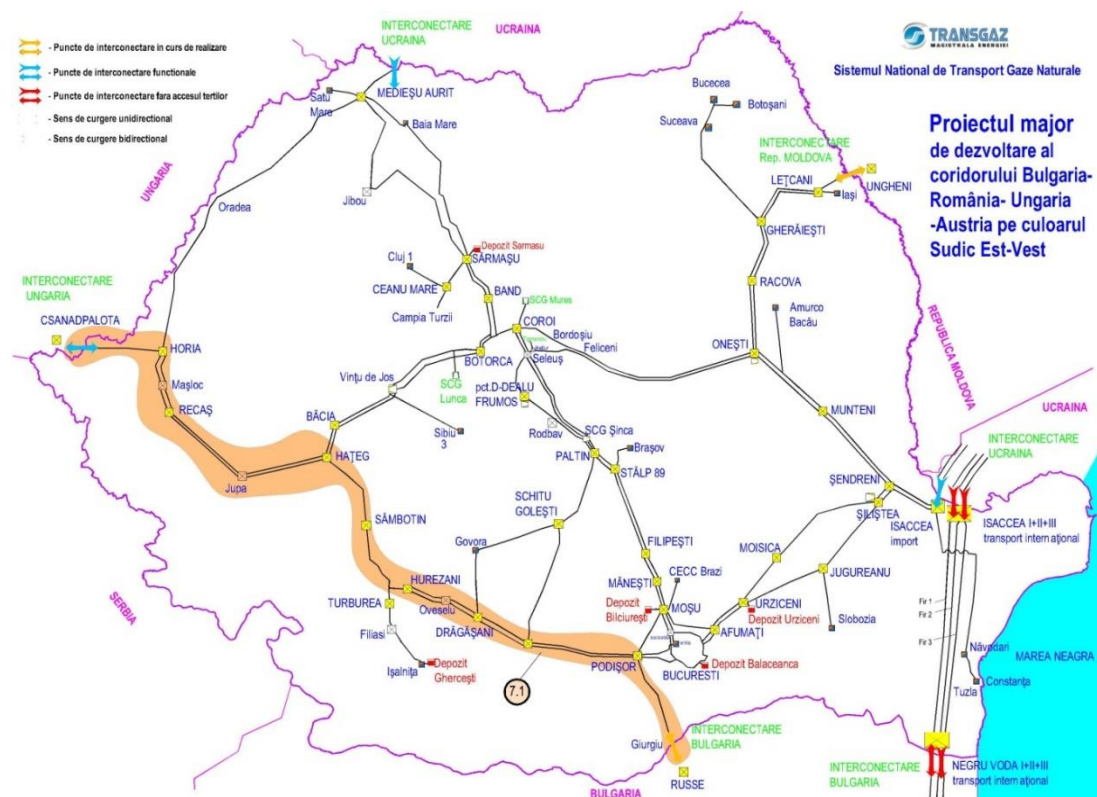


EASTRING



Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect	Surse de finanțare (mil. Euro)
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza I)	478,6	2020	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 1,75 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" atât pe prima, cât și pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	FID	Surse proprii: 97,76 Surse atrase: 380,84
7.1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (Faza II)	74,5	2022	Asigurarea unei capacități de transport gaze naturale spre Ungaria de 4,4 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului "Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria" atât pe prima, cât și pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun	A non FID	Surse proprii: 24,08 Surse atrase: 44,72
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	371,6	2022	Preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră în SNT în vederea transportului lor în România și pe piețele europene este de importanță strategică pentru Transgaz. Importanța proiectului la nivelul Uniunii Europene se reflectă prin nominalizarea Proiectului pe a II-a și a III-a listă a proiectelor de interes comun.	A non FID	Surse proprii: 180,2 Surse atrase: 180,2
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	77,7 Etapa 1: 8,8 Etapa 2: 68,9	Etapa 1: 2018 Etapa 2: 2020	Transgaz implementează acest proiect 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.	FID	Surse proprii: 32,9 Surse atrase: 44,8
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	Surse proprii: 44,89 Surse atrase: 129,36
7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)*	530	2025	În funcție de creșterea producției din off-shore Marea Neagră se are în vedere dezvoltarea suplimentară a rețelei: o rută suplimentară prin centrul României și o nouă interconectare cu Ungaria.	LA non FID	Surse proprii: 185,5 Surse atrase: 344,5
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	Surse proprii: 3,19 Surse atrase: 5,95
7.7	Interconectare România-Serbia	56,21	2021	Realizarea unei conducte de interconectare cu Serbia în vederea diversificării surselor de aprovizionare și creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	A non FID	Surse proprii: 18,82 Surse atrase: 34,94

Nr. proiect	Proiectul	Valoarea estimată mil. Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului	Statut proiect	Surse de finanțare (mil. Euro)
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	26,65	2021	Modernizarea stațiilor de măsurare gaze din punctele de interconectare pentru creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune.	FID	Surse proprii: 9,33 Surse atrase: 17,32
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret	125	2025	Realizarea unui interconectări cu Ucraina pe direcția Gherăești-Siret, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României, în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei	LA non FID	Surse proprii: 43,75 Surse atrase: 81,25
7.10	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României	405	Etapa 1 2022 Etapa 2 2025 Etapa 3 2026	Creșterea capacităților de transport din zona de Nord-Vest a României pentru asigurarea tendințelor de creșteri de consum din regiune.	LA non FID	Surse proprii: 141,75 Surse atrase: 263,25
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	Surse proprii: 18,13 Surse atrase: 33,67
7.12	Eastring-România	Faza 1: 1.297 România Faza 2: 357 România	Faza 1: 2025 Faza 2: 2030	EASTRING va fi deschis pentru surse bine stabilite precum și pentru surse alternative. Acesta va aduce gaze din noi surse din Regiunile Caspică/Est Mediteraneană/Marea Neagră/Orientul Mijlociu. În același timp, va asigura aprovizionarea Europei de Sud-Est din HUB-urile de gaze europene. Capacitatea totală va fi disponibilă oricărui transportator sau furnizor.	LA non FID	Surse proprii: 578,9 Surse atrase: 1.075,1
7.13	Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale	8	2023	Oferă posibilitatea setării, monitorizării și operării clare și precise de la distanță al punctelor de interes ale sistemului, elimină costurile de citire a datelor, evită situațiile în care datorită condițiilor meteo nu este posibilă citirea datelor și erorile umane, permite control distribuit al locațiilor, reduce costurile cu operarea și mentenanța, reduce considerabil timpul de configurare.	LA non FID	Surse proprii: 2,8 Surse atrase: 5,2
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	Surse proprii: 1,9 Surse atrase: 3,6



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
- 1,5 mld mc/an spre Bulgaria

Investiții necesare:

- conductă de 32"x63 bar ~479 km
- 3 stații de comprimare SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa care au fost finalizate

Costuri totale estimate:

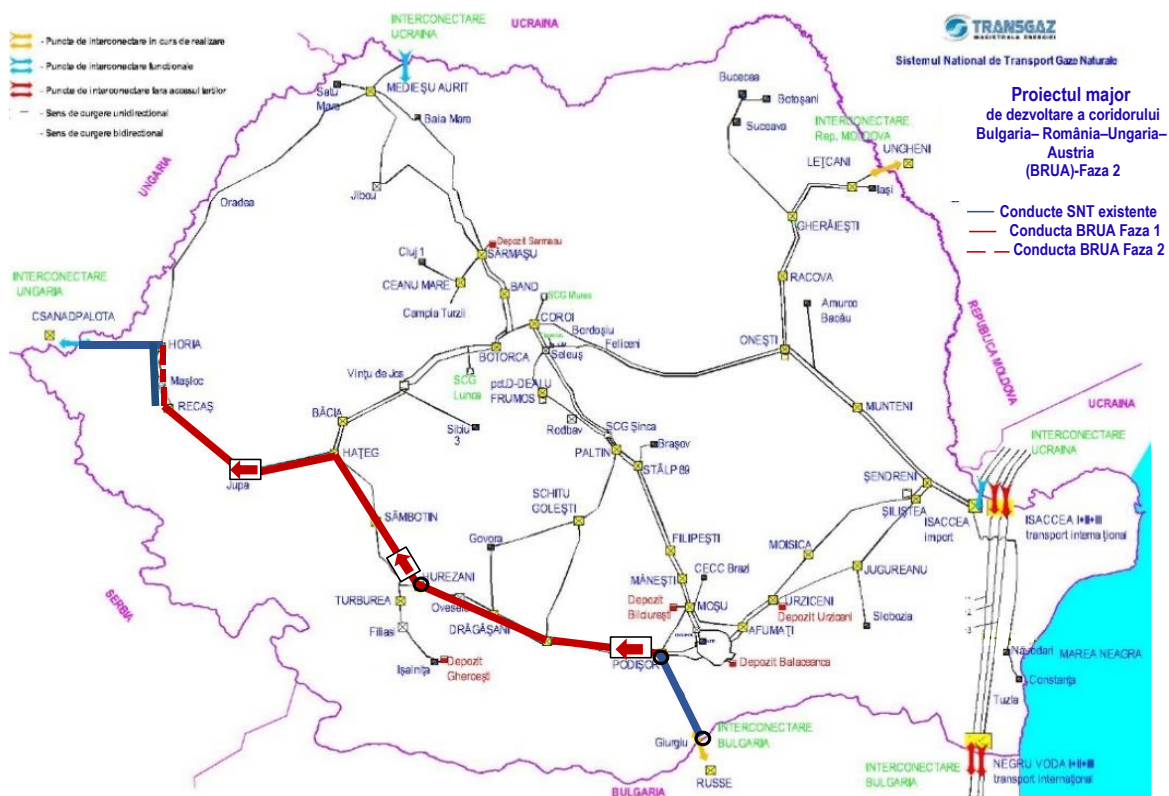
- 478,6 mil. Euro

Contribuția E.U. : 179 mil. Euro

Decizie finală de investiție – 2016

Punere în funcțiune estimată -2020

Conectarea României la tranzitul învecinat



Punere în funcțiune estimată - 2022

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

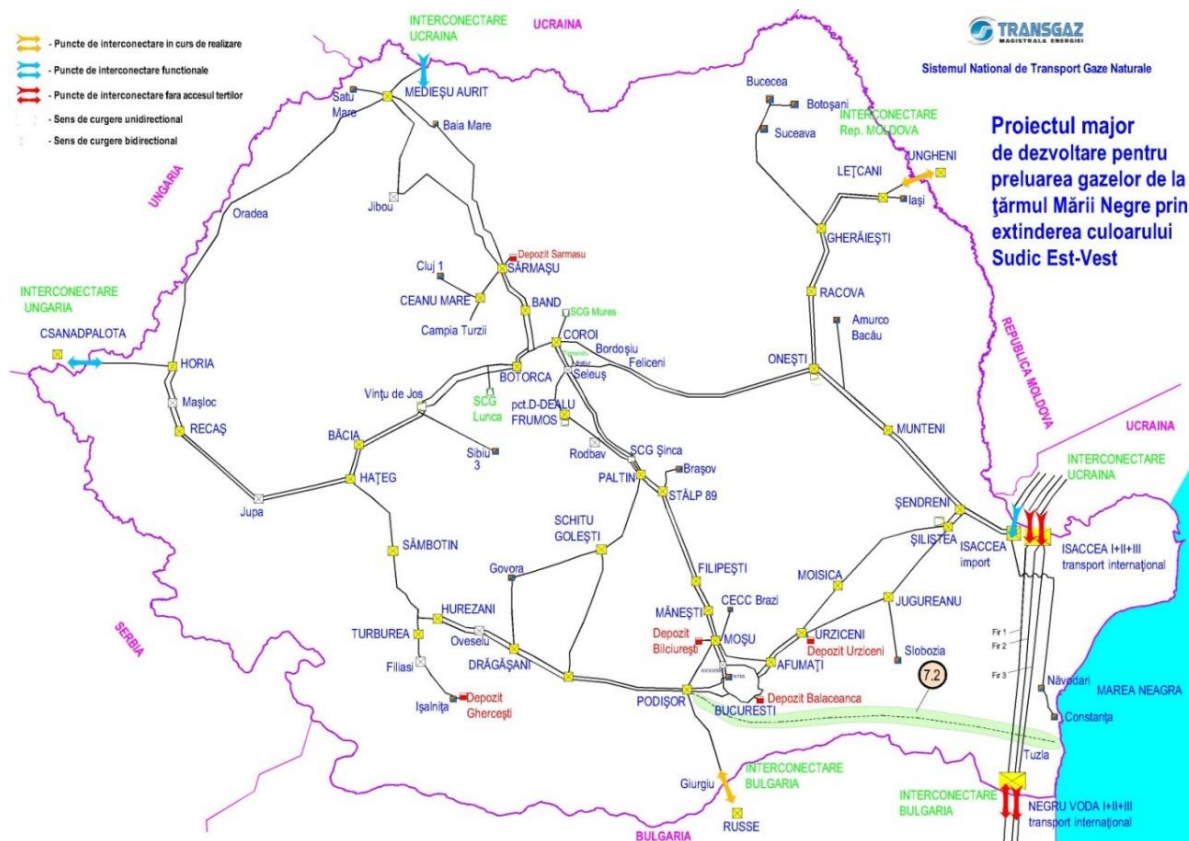
Investiții necesare

- conductă Recas-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 (actualizată conform ultimei fișe de proiect)

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
 actualizată conform ultimei fișe de proiect)

Scop:

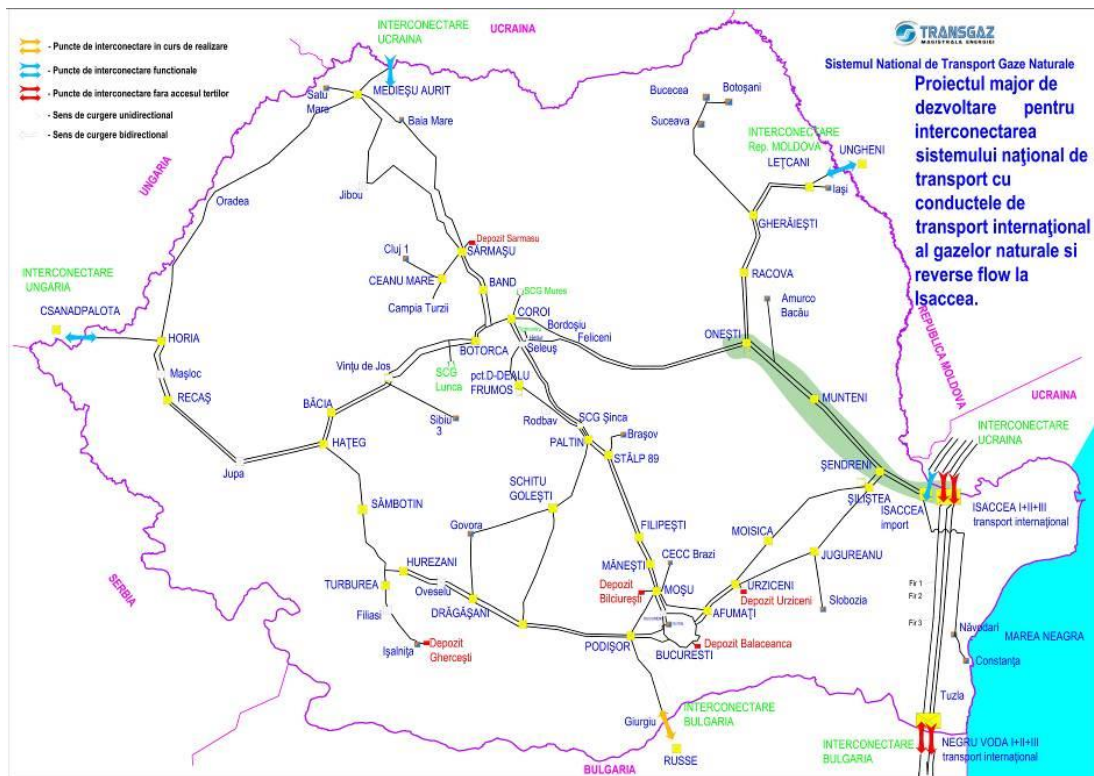
- crearea unei infrastructuri de transport pentru preluarea gazelor naturale ce urmează a fi produse în Marea Neagră

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 (actualizată conform ultimei fișe de proiect)



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

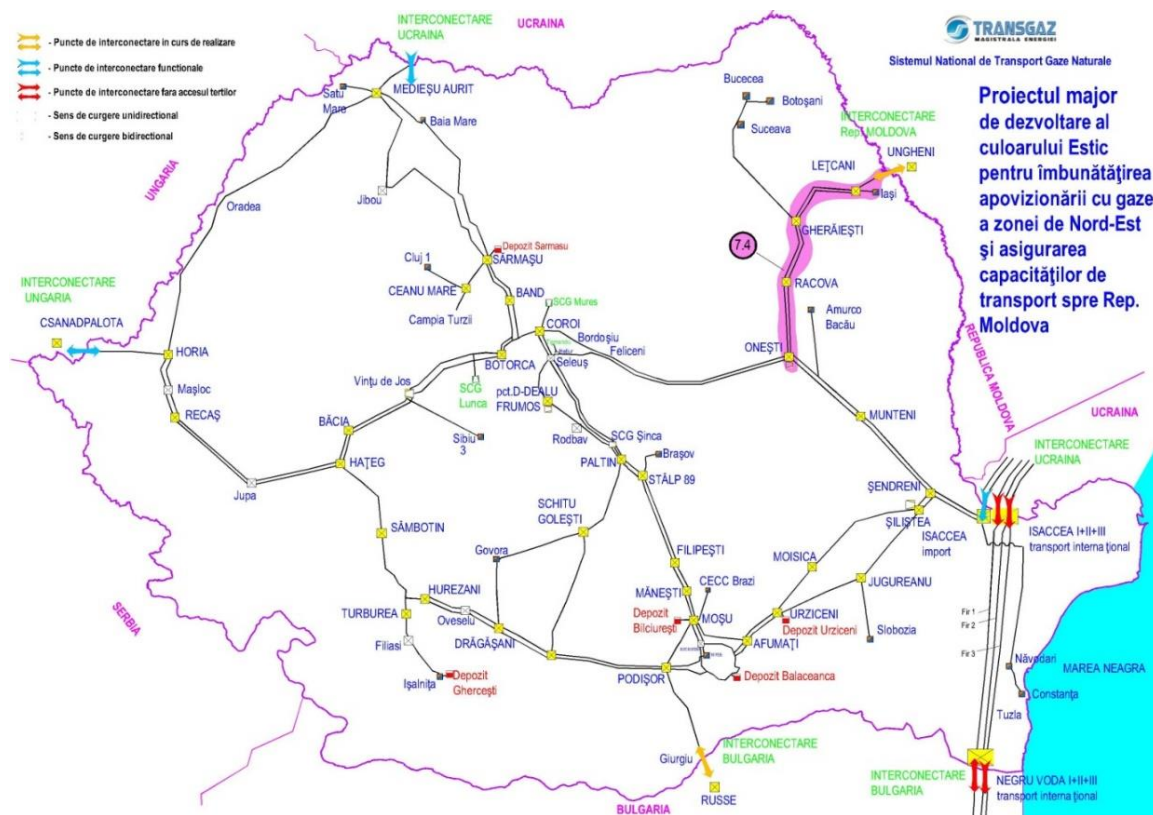
- modernizare SCG Siliștea, NT Siliștea
- modernizare SCG Onești, NT Onești
- modernizare SCG Șendreni, NT Șendreni

Costuri totale estimate:

- 77,7 mil. Euro

Decizie finală de investiție – 2018

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



Punere în funcțiune - 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 Dn700, pe direcția Gherăiești-Lețcani în lungime de 104,1 km
- construirea unei conducte Dn 700, pe direcția Gherăiești-Lețcani în lungime de 61,05 km
- Construirea unei stații de comprimare la Onești de 9,14 MW
- Construirea unei stații de comprimare la Gherăiești de 9,14 MW

Costuri totale estimate:

- 174,25 mil. Euro

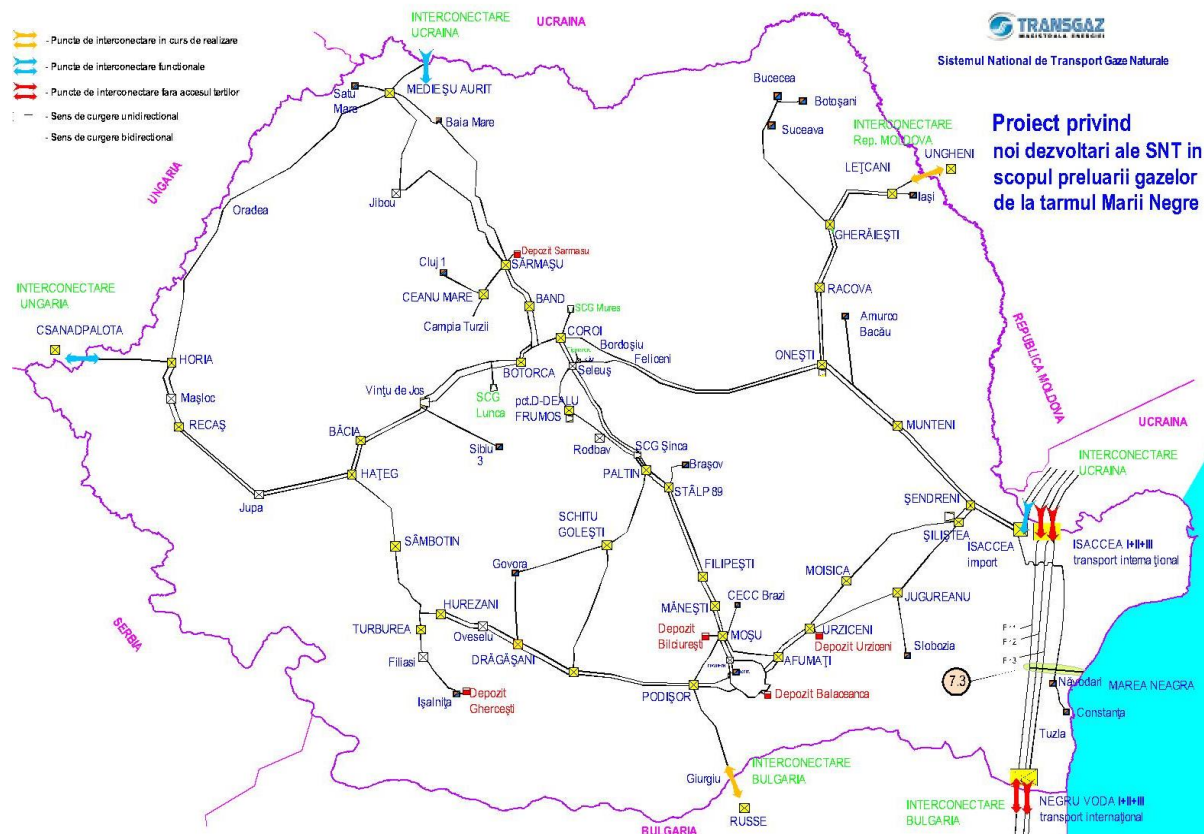


- dezvoltarea capacității de transport gaze naturale pe culoarul Onești–Coroi–Hațeg–Nădlac în funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre on-shore

- 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

- **4,4 mld mc/an spre Ungaria**

- **530 mil. Euro**



Scop:

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

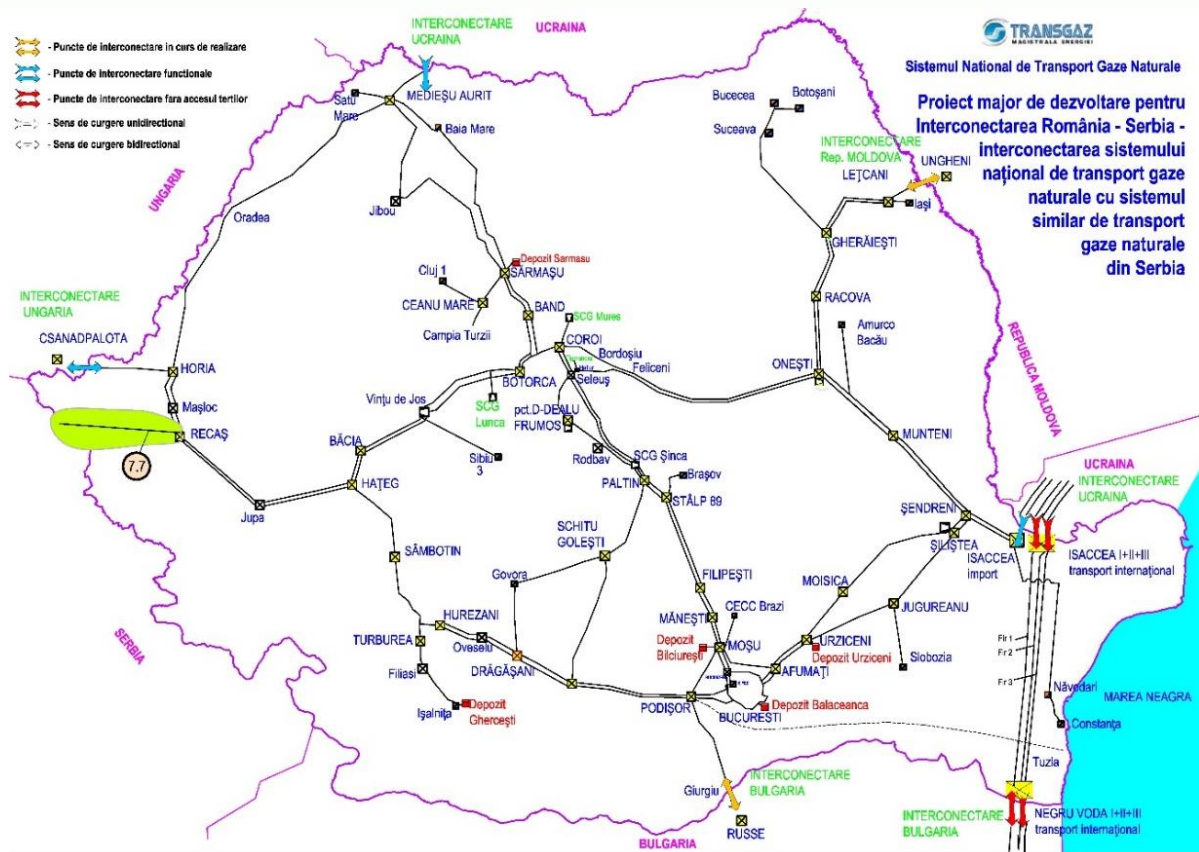
Investiții necesare:

- 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

Punere în funcțiune estimată 2021



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

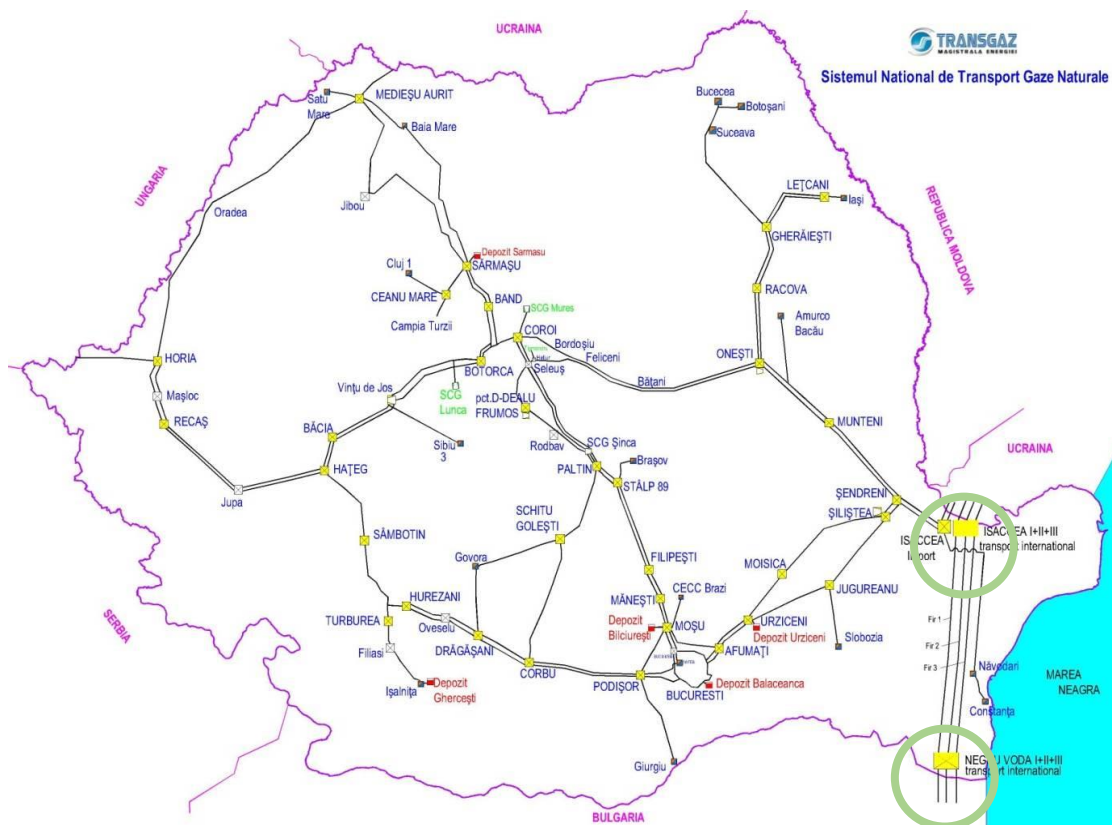
Investiții necesare:

- 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
- construirea unei SMG la Comloșu Mare

Costuri totale estimate:

- 56,21 mil. Euro (actualizată conform ultimei fișe de proiect)

Punere în funcțiune estimată -2021
 (actualizată conform ultimei fișe de proiect)



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

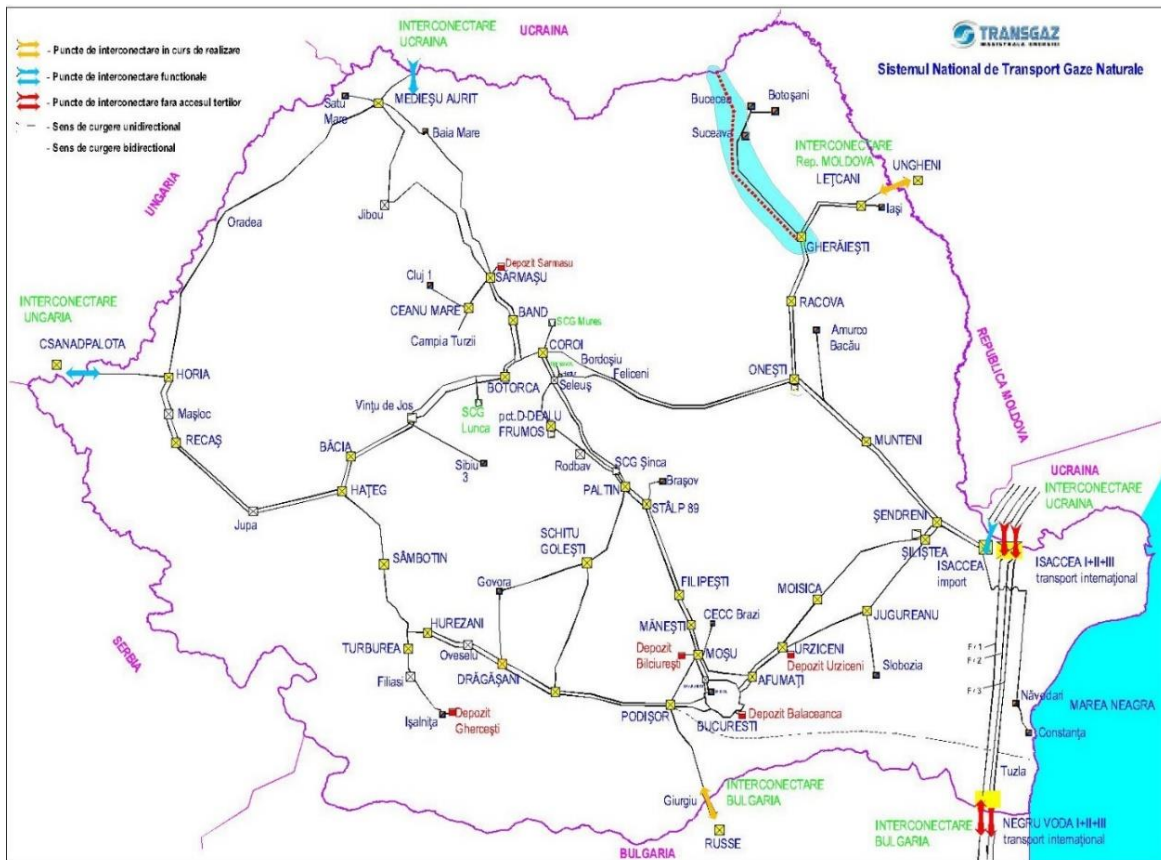
- construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale care să le înlocuiească pe cele existente. În cazul SMG Isaccea 1 stația se construiește în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente

Costuri totale estimate actualizate conform ultimei fișe de proiect ~ 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 estimată– SMG Isaccea 1- 2020
 Punere în funcțiune estimată– SMG Negru Vodă 1-2021



Scop:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

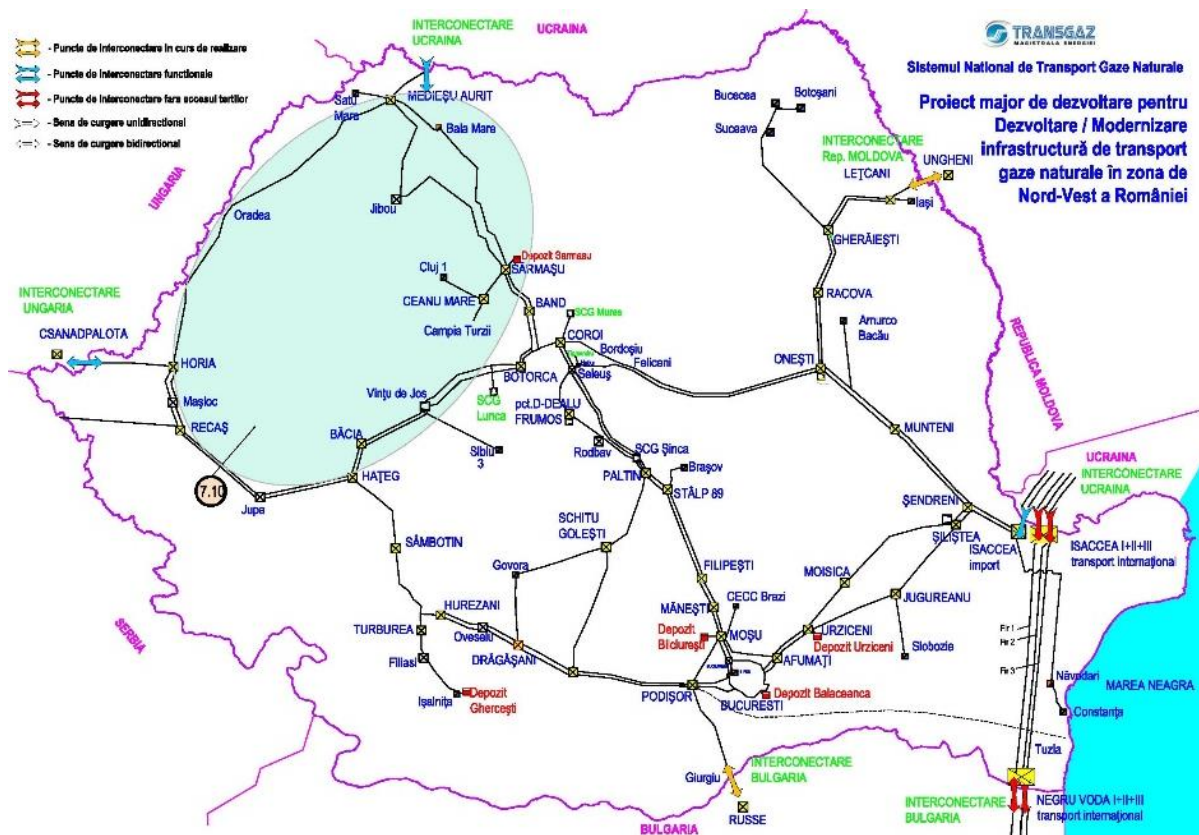
Investiții necesare

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

Costuri totale estimate

- 125 mil. Euro

Punere în funcțiune estimată - 2025



Punere în funcțiune estimată - 2026

Scop:

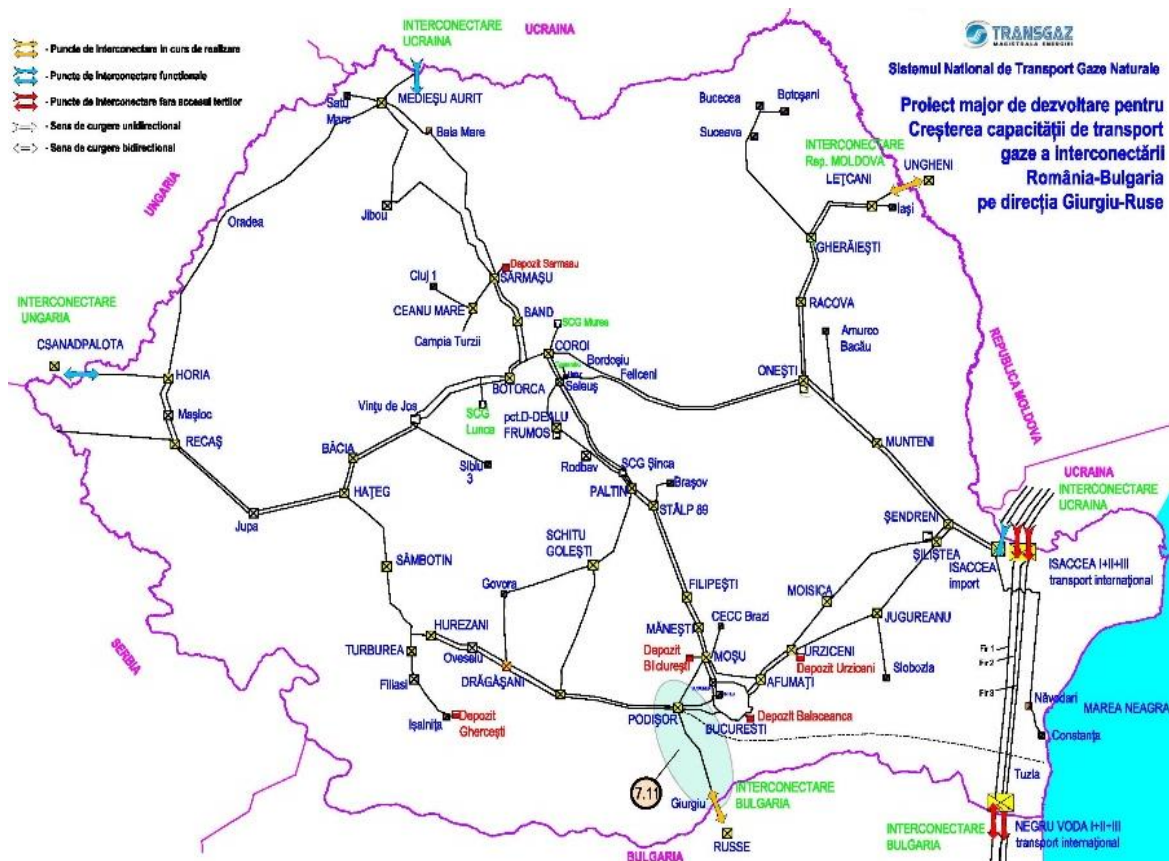
- crearea de noi capacități de transport gaze naturale

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



Punere în funcțiune estimată - 2027

Scop:

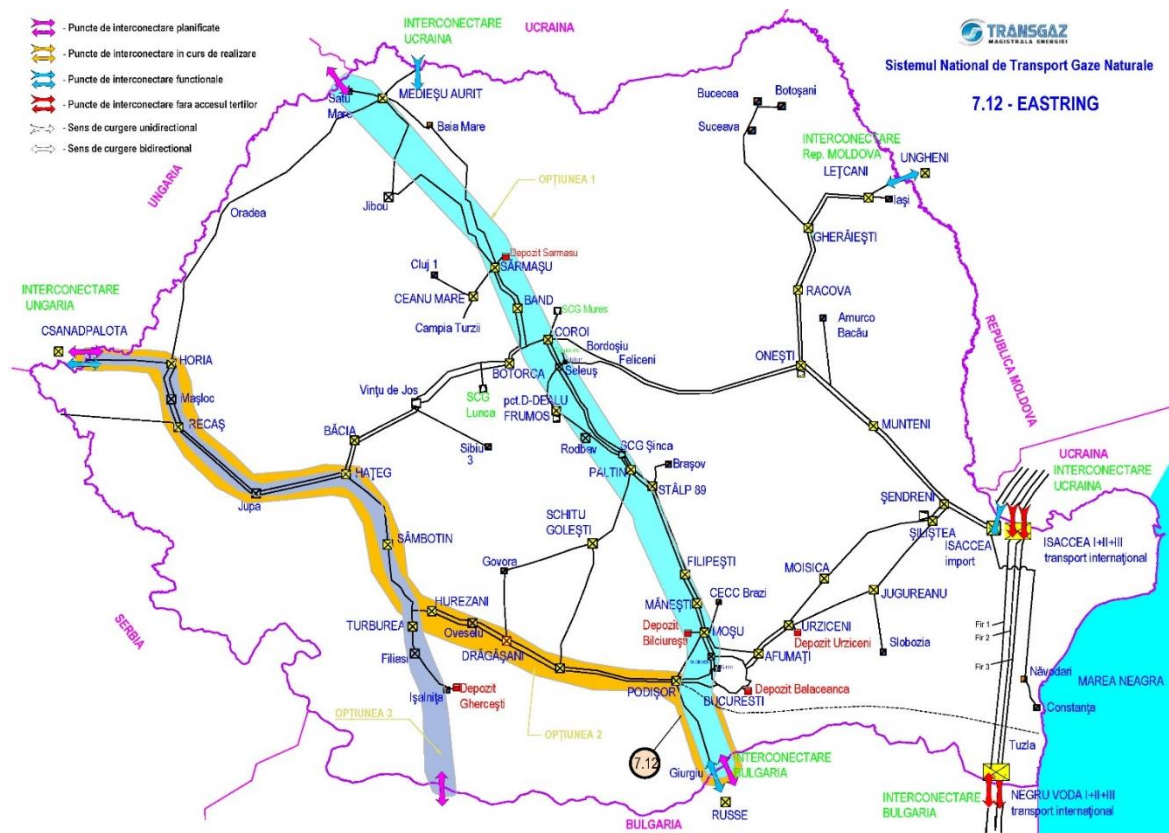
- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

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



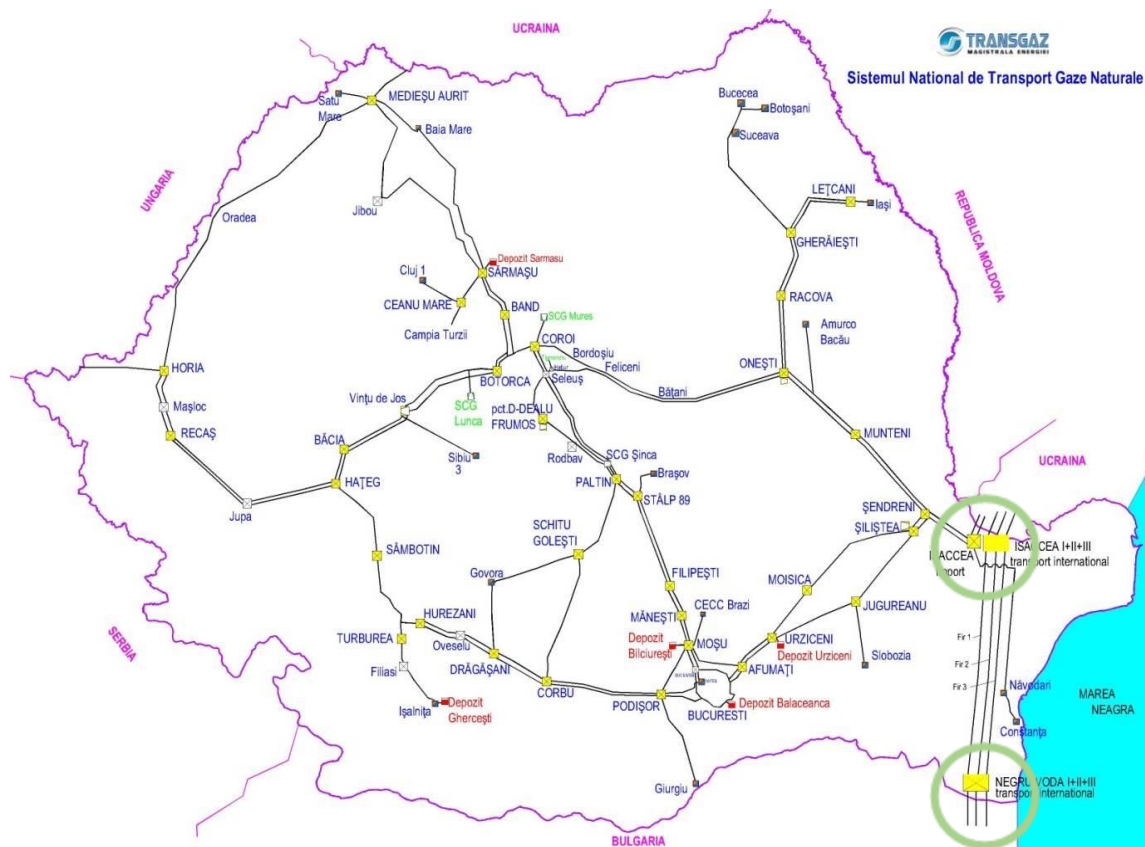
Punere în funcțiune estimată – 2025 – Faza 1
2030 – Faza 2

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:

- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

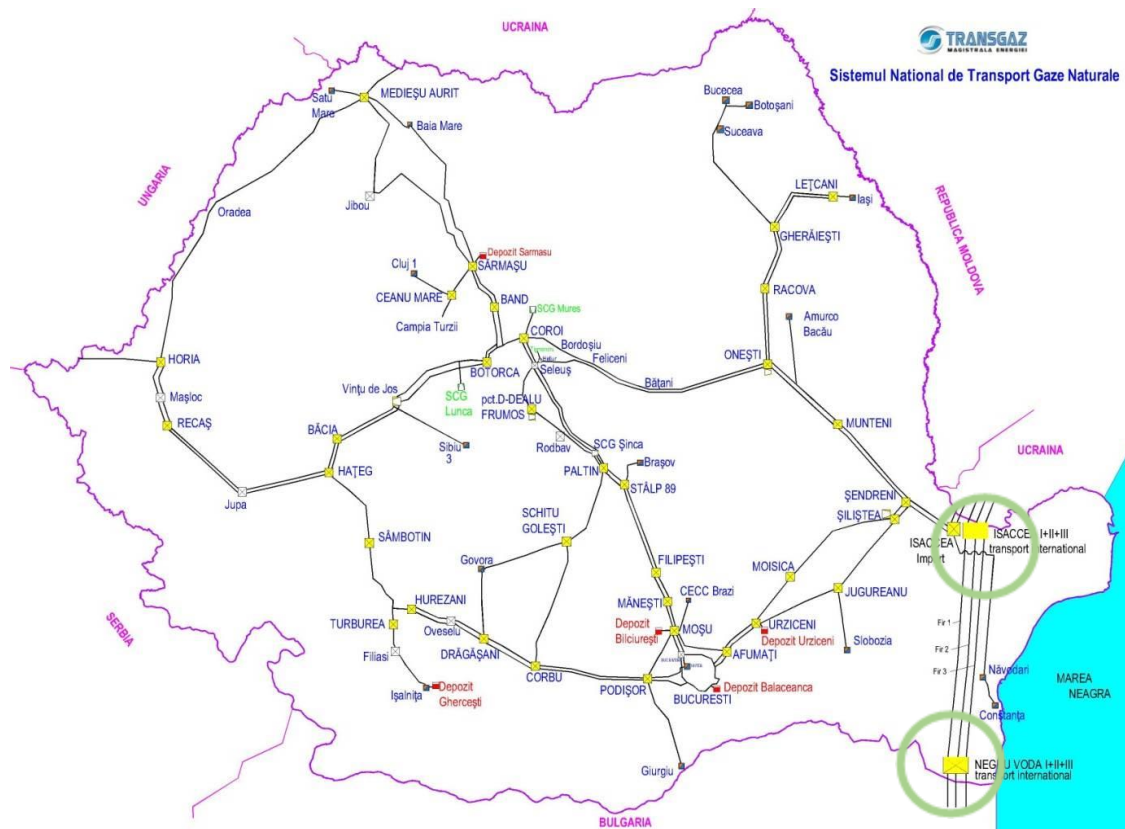
Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- 26,65 mil. Euro**

Punere în funcțiune estimată – 2024



Punere în funcțiune estimată – 2028

Scop:

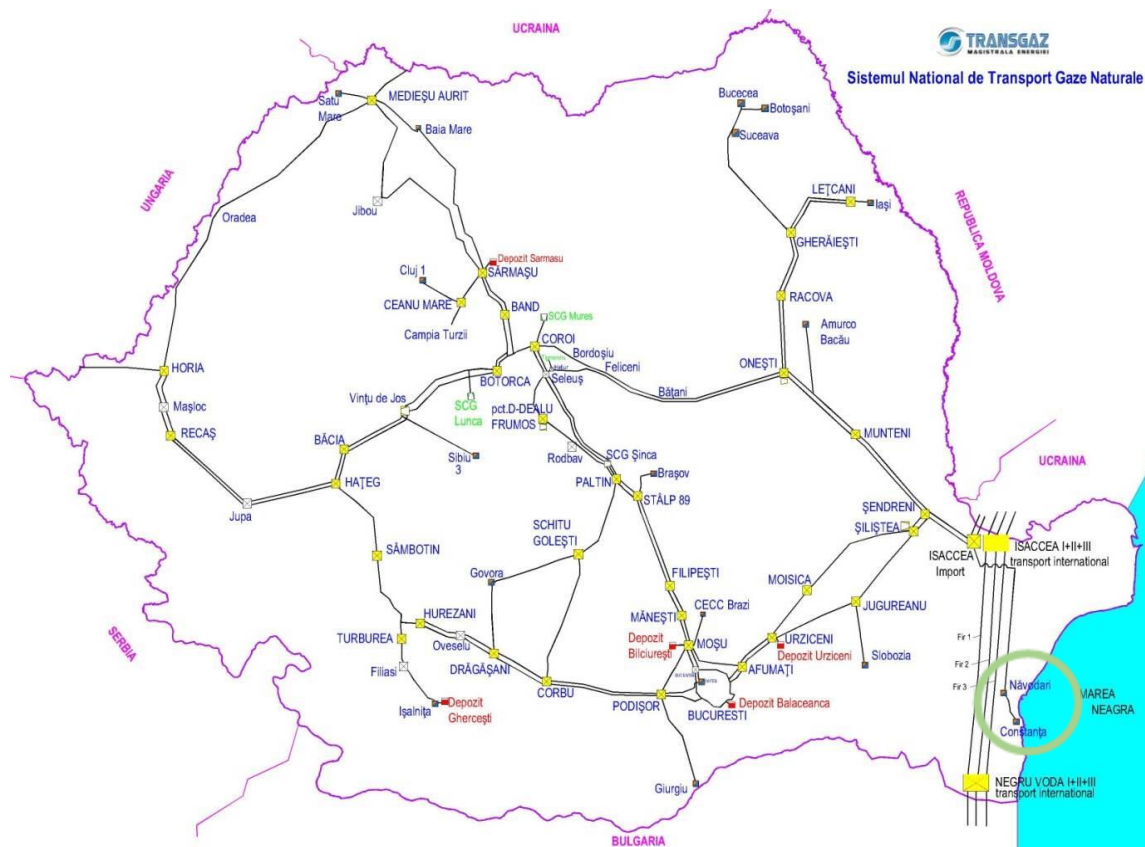
- creșterea gradului de asigurare a securității energetice în regiune

Investiții necesare:

- modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale existente

Costuri totale estimate:

- **26,65 mil. Euro**



Punere în funcțiune estimată – 2026

Scop:

- preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre

Investiții necesare:

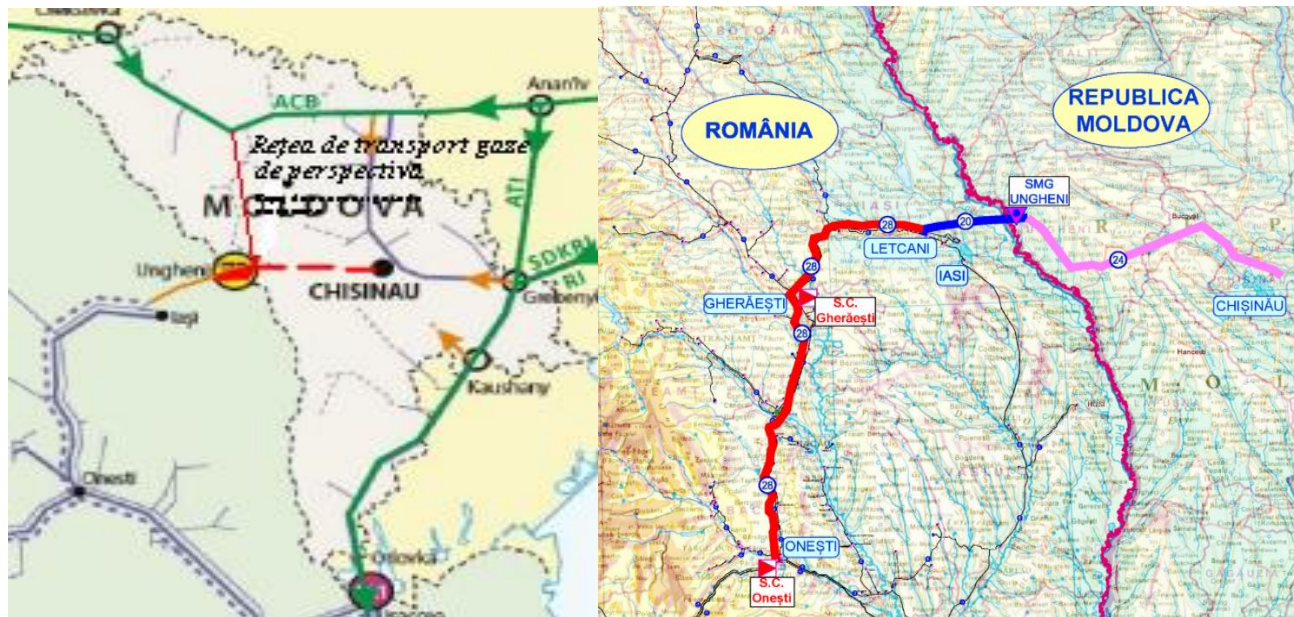
- realizarea unei interconectării a sistemului național de transport gaze naturale la terminalul GNL prin construirea unei conducte de transport gaze naturale, în lungime de cca 25 Km, de la țărmul Mării Negre până la conductele T1 și T2

Costuri totale estimate:

- 19,6 mil. Euro**

"Conductă de Interconectare a Sistemului de Transport Gaze din România cu Sistemul de Transport Gaze Naturale din Republica Moldova, pe direcția Iași – Ungheni – Chișinău"

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



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 constă în construirea următoarelor obiective:

- Conductă DN 600, presiunea 55 bar, cu o lungime de 110 km;
- 4 Stații de Reglare Măsurare Gaze (la Semeni în Raionul Ungheni, Ghidighici, Petricani și Tohatini municipiul Chișinău);
- 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 MOLDOVATRANSNGAZ;
- 2 conducte de distribuție gaze de la SRM Tohatini 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 (la intersecția străzii Petricani cu șoseaua Balcani) în lungime de aproximativ 1,5 km;
- Un complex administrativ la Ghidighici care va fi și sediul administrativ al VESTMOLDTRANSGAZ /EUROTRANSGAZ.

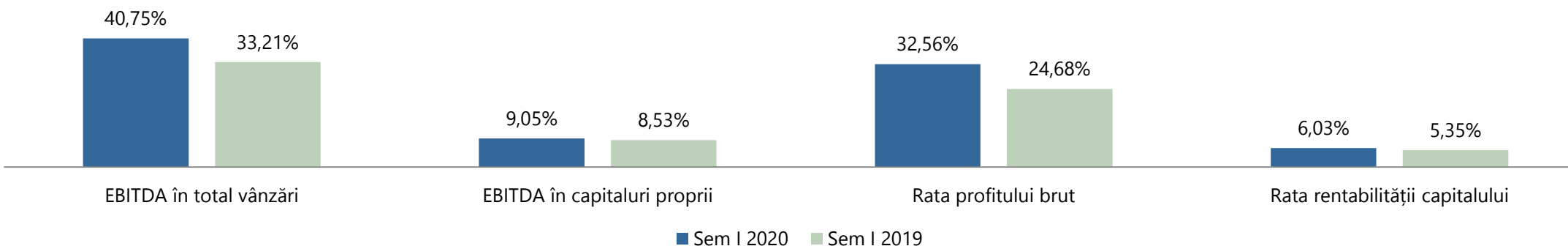
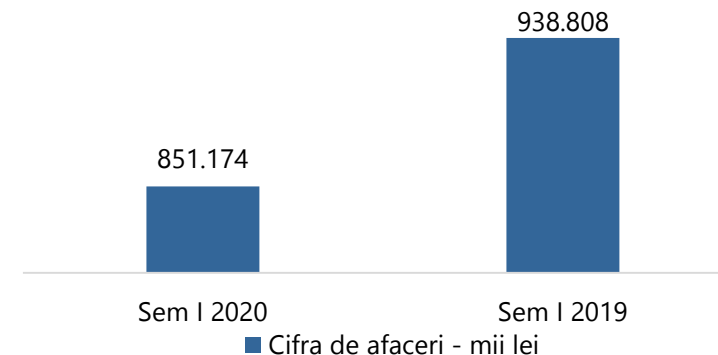
Punere în funcțiune/incepere operare	Final 2019
Finalizare Construcție complex Ghidighici	Început 2020

Valoarea estimată : 80 milioane Euro

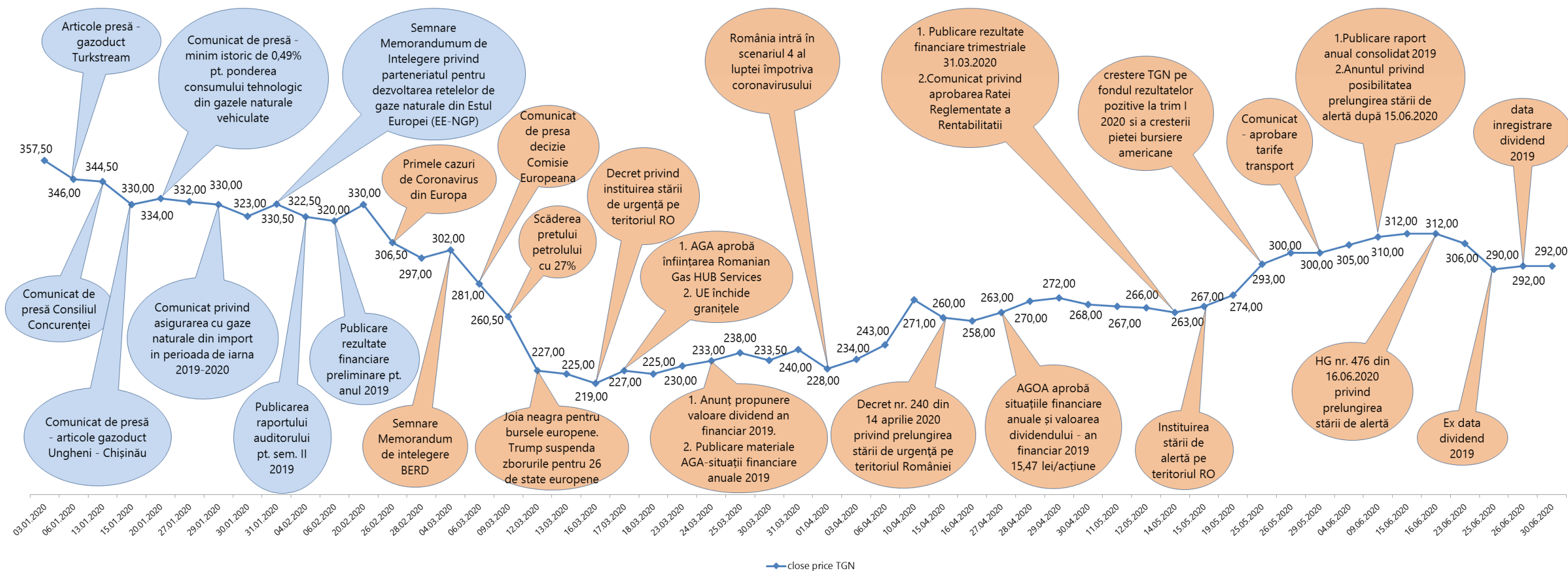
6. Principalii indicatori

30.06.2020 comparativ cu 30.06.2019

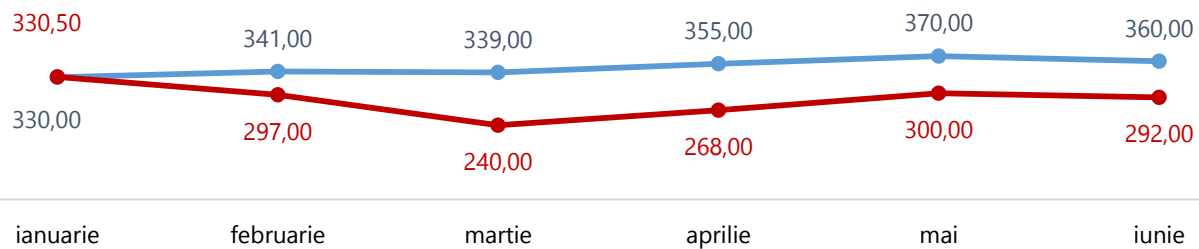
	Sem I 2020	Sem I 2019
EBITDA în total vânzări	40,75%	33,21%
EBITDA în capitaluri proprii	9,05%	8,53%
Rata profitului brut	32,56%	24,68%
Rata rentabilității capitalului	6,03%	5,35%
Lichiditatea curentă	1,40	2,28
Lichiditatea imediată	0,86	1,71
Gradul de îndatorare	23,94%	6,48%
Rata de acoperire a dobânzii	40,81	136,16
Viteza de rotație a debitelor - zile	133,58	124,04
Viteza de rotație a creditelor - zile	48,78	37,71



Principalele evenimente cu impact asupra prețului acțiunii TGN în semestrul I 2020

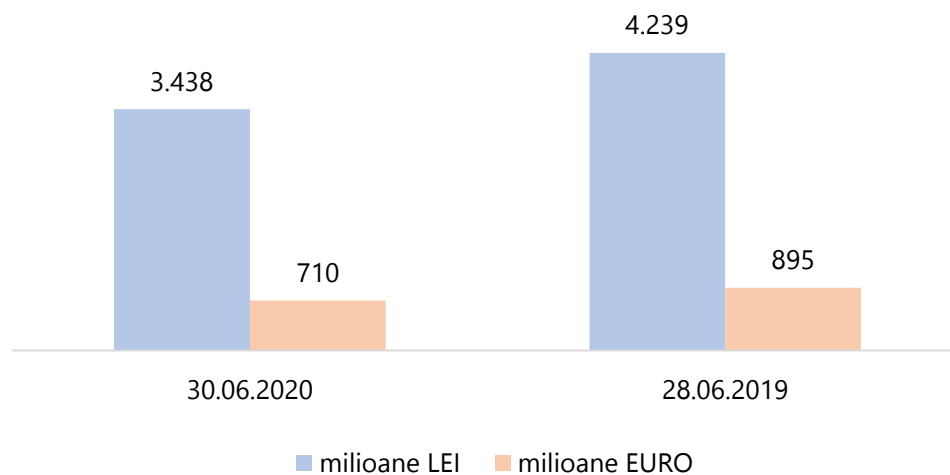


Evoluția TGN pe bursă (2)

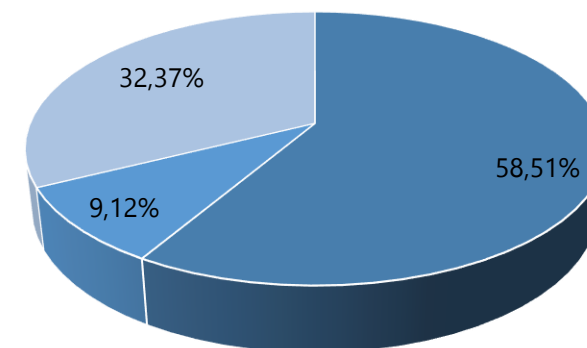


—●— Close price TGN 2019 —●— Close price TGN 2020

Capitalizarea bursieră



Structura acționariatului la data de 26 iunie 2020



■ Statul Român prin SGG ■ Persoane fizice ■ Persoane Juridice

Evoluția TGN pe bursă (3)

Published on TradingView.com, July 10, 2020 14:02:43 EEST
BVB:TGN, D D:290,0000 H:290,0000 L:285,0000 C:287,0000



TradingView

Published on TradingView.com, July 10, 2020 14:08:19 EEST
BVB:TGN, D D:290,0000 H:290,0000 L:285,0000 C:285,0000



TradingView

Evoluția TGN pe bursă (4)

Published on TradingView.com, August 25, 2020 13:26:06 EEST
BVB:TGN, D 0:284,0000 H:284,0000 L:282,0000 C:284,0000



TradingView

Published on TradingView.com, July 10, 2020 13:58:47 EEST
BVB:TGN, D 0:290,0000 H:290,0000 L:285,0000 C:287,0000

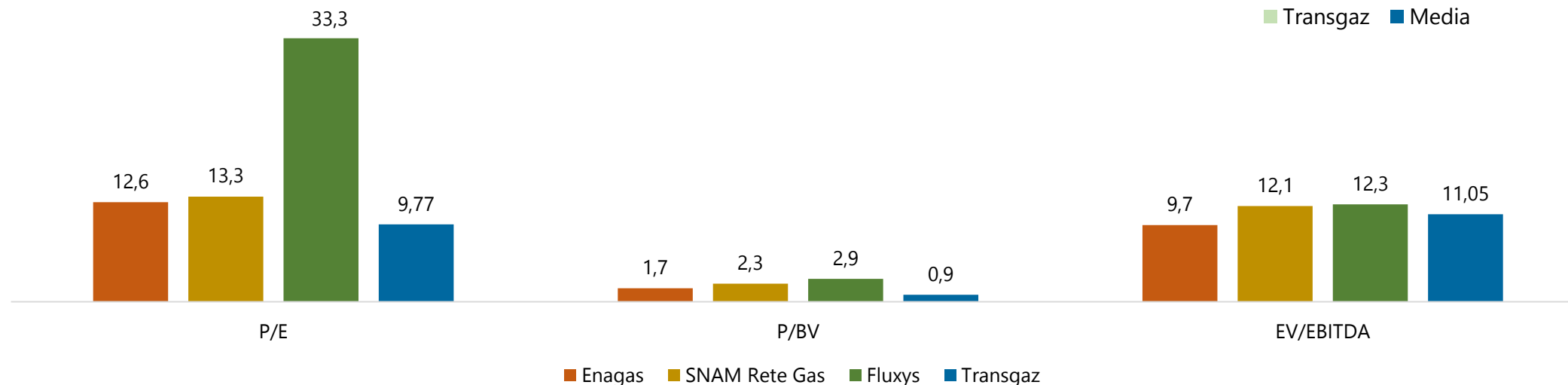
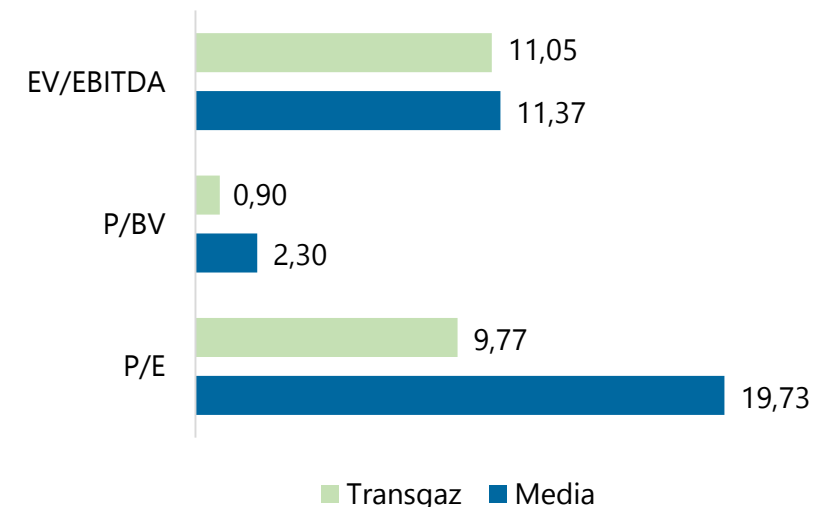


TradingView

TRANSGAZ COMPARATIV CU COMPANIILE SIMILARE

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	12,60	1,70	9,70
SNAM Rete Gas	Italia	13,30	2,30	12,10
Fluxys	Belgia	33,30	2,90	12,30
Media		19,73	2,30	11,37
Transgaz	Romania	9,77	0,90	11,05
Premium /Discount		-50,49%	-60,87%	-2,81%

Sursa: Bloomberg, 14.07.2020





Vă mulțumim pentru atenția acordată!