

SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR

- Semestrul I 2020 -



CUPRINS

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI.....	2
1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT	4
1.1 Date de identificare raport și emitent	4
1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaționale.....	4
1.3 Acționariat	5
1.4 Organizare	6
2. SUMAR EXECUTIV.....	8
2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare	8
2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)	12
3. STRATEGIA DE DEZVOLTARE.....	17
3.1 Proiecte strategice.....	17
3.2. Accesare Fonduri Europene.....	70
3.3 Cooperare Internațională	73
3.4. Acorduri de Interconectare.....	81
3.5. Retehnologizare și automatizare - SCADA.....	83
3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță a SNT	84
3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT	84
3.6.2. Activitatea de operare.....	87
3.6.3. Politica de investiții.....	90
3.6.4. Politica privind mentenanța SNT	92
3.7. Achiziții.....	97
4. RAPORTARE FINANCIARĂ	102
4.1 Poziția financiară.....	102
4.2 Rezultatul global	105
4.3 Situația fluxurilor de trezorerie.....	107
4.4 Analiza factorială a activității.....	109
4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar.....	115
4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021	120
5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ	122
5.1 Declarația nefinanciară	122
5.2 Management responsabil și strategii sustenabile	123
5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională	124
5.2.2 Protecția mediului.....	125
5.2.3 Resurse Umane.....	130
5.2.4 Social și responsabilitate corporativă	135
5.2.5 Etică și integritate	137
5.2.6 Politica de conformitate.....	140
5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial	141
5.2.8 Managementul Riscului.....	149
5.2.9 Comunicare	154
5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanciari.....	155
6. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ	159
6.1 Activitatea piața de capital.....	166
6.2 Politica cu privire la dividend	171
7.MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII	172
7.1 OBIECTIVE STRATEGICE PRIVIND ADMINISTRAREA SNTGN TRANSGAZ SA ÎN PERIOADA 2017-2021	172
7.2 Managementul executiv.....	173

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI

Stimați acționari,
Stimați investitori,

Cu o tradiție în România de peste un secol, transportul gazelor naturale reprezintă o activitate strategică pentru economia națională. Performanța acestei activități a crescut an de an prin munca, pasiunea și profesionalismul celor care și-au desfășurat activitatea în acest domeniu și au contribuit la ceea ce TRANSGAZ este azi, o companie responsabilă, o companie a viitorului, o companie în care modelul de guvernanță corporativă funcționează cu succes.

SNTGN TRANSGAZ SA este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport al gazelor naturale și asigură îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță, acces nediscriminatoriu și competitivitate a strategiei naționale stabilite pentru transportul intern și internațional, dispecerizarea gazelor naturale, cercetarea și proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale, cu respectarea legislației și a standardelor naționale și europene de calitate, performanță, mediu și dezvoltare durabilă.

Companie transparentă, deschisă spre dialog și bune practici corporative, companie performantă, TRANSGAZ este astăzi un brand autohton de succes, o companie care crede în valorile sale organizaționale și care investește permanent în educația și dezvoltarea profesională a resursei umane de care dispune. TRANSGAZ este o societate administrată în sistem unitar de administrare, Consiliul de Administrație fiind numit de Adunarea Generală a Acționarilor conform prevederilor OUG 109/2011 cu modificările și completările ulterioare.

Obiectivele strategice cuprinse în Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021 sunt aliniate la Scrisoarea de așteptări a acționarilor și urmăresc dezideratele creșterii performanțelor societății, eficientizarea activității companiei, redefinirea strategică a acesteia în concordanță cu cerințele standardelor moderne de performanță și competitivitate și transformarea TRANSGAZ într-o societate cu recunoaștere internațională, într-un lider pe piața energetică din regiune, valorificând cu maximă eficiență toate oportunitățile existente și viitoare, pentru ca România să devină un important coridor de energie în domeniul gazelor naturale către Europa.

În contextul profilării a noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale, respectiv, **gazele naturale din regiunea Mării Caspice și cele descoperite în Marea Neagră**, investițiile propuse de Transgaz în **Planul de dezvoltare al sistemului național de transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2019-2028, aprobat prin decizia ANRE nr.2080/11.12.2019**, reprezintă investiții strategice pentru securitatea energetică și dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Responsabilizând importanța TRANSGAZ atât ca motor al activităților din economia națională cât și ca vector de creștere economică a țării, prin rolul său în dezvoltarea sectorului energetic și transformarea României într-o putere energetică a Europei, administratorii companiei și-au asumat continuarea demarării și implementării unuia dintre cele mai mari și importante programe de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale din România în ultimii 20 de ani, un program cu proiecte de investiții **estimate la 4,03 miliarde euro**.

O dezvoltare durabilă a infrastructurii de transport gaze naturale din România, presupune un amplu program investițional prin care să se permită alinierea SNT la cerințele de transport și operare ale rețelei de transport gaze naturale în conformitate cu normele europene de protecție a mediului.

Investițiile propuse au ca rezultat asigurarea unui grad adecvat de interconectivitate cu țările vecine, crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru transportul gazelor naturale provenite din diverse noi surse de aprovizionare; crearea infrastructurii necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune; extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare; crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.

Având în vedere nevoia de finanțare a programului complex și extins de investiții, Transgaz are în vedere, pe lângă sursele proprii și atragerea și utilizarea în condiții avantajoase a unor surse externe de finanțare. Ne referim la accesarea fondurilor europene, la finanțări de la instituțiile financiare internaționale sau de la alte instituții financiar-bancare precum și la mijloace de finanțare specifice pieței de capital.

*Respectând principiile bunei guvernante corporative, administratorii companiei vor continua să acționeze și în mandatul 2017-2021 cu maximă responsabilitate, eficiență, transparență și profesionalism pentru administrarea eficientă și competitivă a societății în consens cu dezideratele din Scrisoarea de așteptări a acționarilor, respectiv: **eficacitate și stabilitate operațională, siguranță și securitate energetică, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății.***

*Totodată, având în vedere contextul actual, dorim să informăm pe toți cei interesați asupra faptului că, la nivelul SNTGN Transgaz SA, conducerea executivă a elaborat și Consiliul de Administrație a aprobat prin Hotărârea nr. 11/13.03.2020, implementarea **Planului de Măsură în situația declarării epidemiei generate de virusul de tip COVID -19, afectării sănătății salariaților societății și activității SNTGN Transgaz SA.** Documentul este postat pe site-ul companiei la adresa: <http://www.transgaz.ro/ro/prezentare-plan-de-masuri-covid-19> și este actualizat periodic, funcție de modificările intervenite.*

Cu aleasă considerație,

LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv – Președintele Consiliului de Administrație

ION STERIAN – Administrator executiv – Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv

MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv

1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT

1.1 Date de identificare raport și emitent

Raport elaborat conform prevederilor Legii nr.24/2017, privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață.

Pentru semestrul încheiat la: 30 iunie 2020

Data raportului: 17 august 2020

Denumirea societății comerciale: Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ SA

Număr de telefon/fax: 0269-803333/0269-839029

Cod de înregistrare fiscală: RO13068733

Număr de ordine în Registrul Comerțului: J32/301/2000

Capital social subscris și vărsat: 117.738.440 lei

Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori București

1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaționale

Transgaz este o societate comercială pe acțiuni care își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și Actul Constitutiv actualizat. Este societate listată la Bursa de Valori București, simbol bursier-TGN.

Misiunea

În consens cu cerințele politicii energetice europene, misiunea SNTGN Transgaz SA o reprezintă îndeplinirea în condiții de eficiență, transparență, siguranță și competitivitate a strategiei energetice naționale stabilite pentru transportul intern și internațional al gazelor naturale, dispecerizarea gazelor naturale și cercetarea-proiectarea în domeniul transportului de gaze naturale.

Misiunea SNTGN Transgaz SA constă în:

- exploatarea în condiții de siguranță și eficiență economică a SNT;
- reabilitarea, modernizarea și dezvoltarea SNT pe principalele direcții de consum;
- interconectarea SNT cu sistemele de transport gaze naturale ale țărilor învecinate;
- dezvoltarea de noi infrastructuri de transport gaze naturale spre vestul Europei;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu la SNT;
- implementarea managementului participativ în toate domeniile de acțiune ale societății;
- dezvoltarea culturii organizaționale și a performanțelor profesionale;
- implementarea reglementărilor din sectorul gazelor naturale;
- îmbunătățirea informatizării activității de transport gaze naturale, elaborarea unor proiecte de acte normative și acțiuni de susținere a acestora;
- integrarea principiilor de bună guvernare corporativă în practica de afaceri.

Viziunea

Societatea intenționează să devină un operator de transport cu recunoaștere pe piața internațională a gazelor naturale, un lider pe piața energetică din regiune, cu un sistem național de transport gaze naturale modern, integrat la nivel european și un sistem de management performant.

Viziunea ca mesaj către comunitate

Îndeplinirea cu responsabilitate a misiunii de serviciu public, funcționare sigură a sistemului național de transport gaze naturale, servicii la un înalt nivel de calitate, racordare sigură la SNT în condiții nediscriminatorii și transparente pentru toți utilizatorii de rețea și integrare la nivel european a pieței naționale de gaze naturale.

Viziunea ca mesaj către acționari

Societate performantă orientată spre creșterea continuă a plusvalorii pentru acționari.

Viziunea ca mesaj către salariați

Societate cu un mediu de muncă atractiv, stabil și motivant cu un angajament continuu către excelență profesională.

Valorile organizaționale ce definesc etica în afaceri a SNTGN Transgaz SA sunt:

- tradiție și profesionalism;
- etica și deontologia profesională;
- respect față de mediu și oameni;
- responsabilitate față de partenerii de afaceri și de dialog social, față de instituțiile statului, față de comunitate;

Punctele forte ale SNTGN Transgaz SA

- calitatea de operator licențiat al SNT- monopol;
- profilul financiar solid al societății;
- continuitatea performanței tehnice, economice și financiare;
- predictibilitatea cash-flow-ului dat fiind caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale;
- dividende acordate acționarilor.

1.3 Acționariat

Urmare a OUG nr. 1/04.01.2017 pentru stabilirea unor măsuri în domeniul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri.

Astfel, la data de 02.03.2017 a fost înregistrată la Depozitarul Central S.A. modificarea datelor de identificare ale titularului de cont Statul Român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri în Statul Român prin Ministerul Economiei.

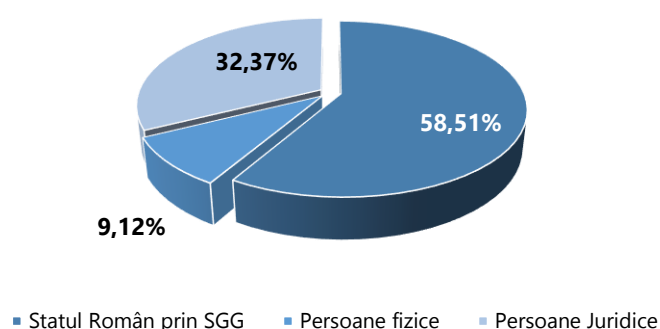
Începând cu data de 14 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al Statului Român la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA se realizează de către Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului, ca urmare a transferului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

La data de 26 iunie 2020 structura acționariatului SNTGN Transgaz SA este următoarea:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice), din care	4.885.004	41,4903
✓ persoane fizice	1.074.123	9,1230
✓ persoane juridice	3.810.881	32,3673
Total	11.773.844	100,00

Tabel 1-Structura Acționariatului la 26.06.2020

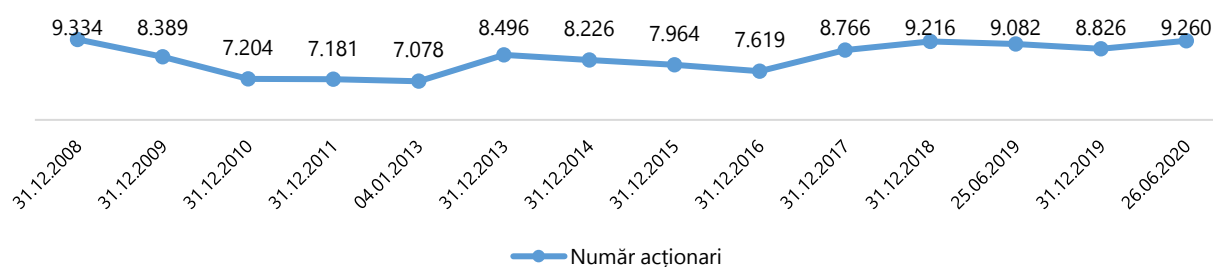
Structura acționariatului la data de 26 iunie 2020



Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 26.06.2020

Capitalul social al Transgaz la data de 30 iunie 2020 este de 117.738.440 lei și este împărțit în 11.773.844 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

În ceea ce privește numărul de acționari, conform registrului acționarilor Transgaz la data de referință de 26.06.2020 sunt înregistrați un număr de 9.260 acționari TGN, cu 178 de acționari mai mulți față de data de 25.06.2019.



Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 26.06.2020

1.4 Organizare

Transgaz s-a înființat în anul 2000, în baza H.G. nr. 334/28 aprilie 2000, *privind reorganizarea Societății Naționale de Gaze Naturale "Romgaz" S.A., publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 194/04.05.2000.*

Prin H.G. nr. 334/2000, SNGN "Romgaz" SA a fost restructurată și reorganizată, prin divizare, SNGN "Romgaz" S.A. fiind desființată, iar principalele activități din sectorul gazelor naturale au fost separate și organizate în activități distincte.

În urma reorganizării sus menționate, Transgaz a devenit operatorul tehnic al SNT, calitate în care răspunde de funcționarea acestuia în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului.

Prin Ordinul ANRE nr. 3/22 ianuarie 2014 privind aprobarea certificării Societății Naționale de Transport Gaze Naturale "Transgaz" S.A. Mediaș ca operator de transport și de sistem al Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, s-a stabilit ca Societatea Națională de Transport Gaze Naturale "Transgaz" S.A. Mediaș să fie organizată și să funcționeze după modelul "operator de sistem independent".

De asemenea, în calitate de operator al SNT, Transgaz are obligația, în conformitate cu prevederile legale privind măsurile pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale și ale reglementărilor Uniunii Europene, să realizeze interconectările cu sistemele similare de transport gaze naturale din țările vecine, în vederea creării condițiilor tehnice și tehnologice pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale.

SNTGN "TRANSGAZ" SA (Transgaz) își desfășoară activitatea în următoarele locații:

- Sediul Transgaz: Municipiul Mediaș, str. Piața C.I. Motaș nr. 1, jud. Sibiu, cod 551130;
- Departamentul Exploatare și Mentenanță: Municipiul Mediaș, str. George Enescu nr.11, jud. Sibiu, cod 551018;
- Departamentul Proiectare și Cercetare: Municipiul Mediaș, str. Unirii nr. 6, jud. Sibiu, cod 550173;
- Direcția Operare Piață Gaze București: Municipiul București, Calea Dorobanți nr.30, sector 1, cod 010573;
- Reprezentanța Transgaz –România: Municipiul București, Bld. Primăverii, nr.55;
- Reprezentanță Transgaz Bruxelles–Belgia: Bruxelles, str. Luxembourg nr. 23;
- Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale: Municipiul București, Calea Victoriei, nr.155, sector 1, cod 010073;
- Ateliere Proiectare Cercetare Brașov, str. Nicolae Titulescu Nr. 2;
- Societate cu Răspundere Limitată „EUROTRANSGAZ”: MD–2004, Bd.Ștefan cel Mare și Sfânt, 180, of. 506, mun. Chișinău, Republica Moldova;
- Sediul secundar Transgaz: Mediaș, str. I.C. Brătianu nr.3, bl. 3, ap.75, jud. Sibiu.

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

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

2. SUMAR EXECUTIV

2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare

Activitatea economico-financiară a SNTGN Transgaz SA la 30 iunie 2020 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin HAGOA nr. 2/2020.

Valoarea la 30 iunie 2020 a indicatorilor standard de performanță față de valoarea acestora la data de 30 iunie 2019 este prezentată în tabelul următor:

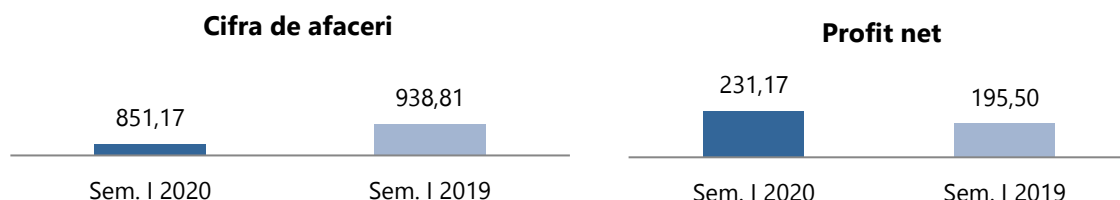
Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Coeficient de ponderare	Realizat	
					Sem. I 2020	Sem. I 2019
1.	Investiții puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	0,15	744.007	10.202
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	0,15	346.836	311.739
3.	Productivitate a muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr. mediu de personal)	lei/pers.	0,15	205.000	220.429
4.	Plăți restante	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	mii lei	0,15	0	0
5.	Creanțe restante	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	mii lei	0,1	418.880	392.473
6.	Consumul de gaze în SNT	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consum de gaze în SNT	%	0,15	46,93%	32%
7.	Cheltuieli de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare	lei	0,15	681	723

Tabel 2 – Indicatori standard de performanță Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

Principalii indicatori economico-financiari realizați în semestrul I 2020 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019 se prezintă astfel:

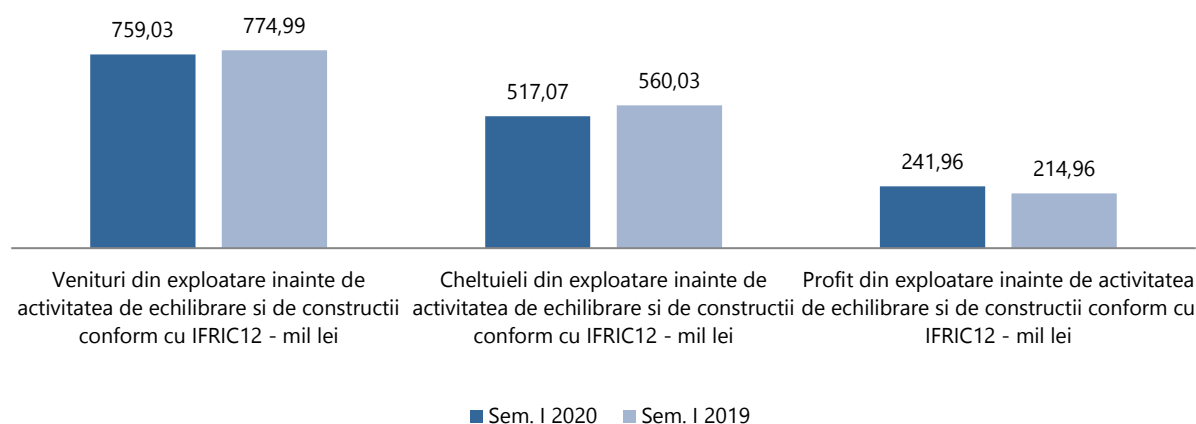
Nr. crt.	Indicator	UM	Sem. I 2020	Sem. I 2019	Variație %
0	1	2	3	4	5=3/4*100
1.	Cifra de afaceri	mii lei	851.174	938.808	90,67
2.	Venit din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	759.029	774.994	97,94
3.	Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	517.072	560.033	92,33
4.	Profit din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	241.957	214.961	112,56
5.	Venituri din activitatea de echilibrare	mii lei	111.953	183.208	61,11
6.	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	mii lei	111.953	183.208	61,11
7.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	673.000	297.898	225,92
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	mii lei	673.000	297.898	225,92
9.	Profit din exploatare	mii lei	241.957	214.961	112,56
10.	Venituri financiare	mii lei	42.417	33.199	127,77
11.	Cheltuieli financiare	mii lei	7.228	16.433	43,98
12.	Profit brut	mii lei	277.146	231.726	119,60
13.	Impozit pe profit	mii lei	45.978	36.225	126,92
14.	Profit net	mii lei	231.168	195.501	118,24
15.	Rezultatul global total aferent perioadei	mii lei	231.168	195.501	118,24
16.	Gaze transportate	MWh	69.961.583	73.279.756	95,47
17.	Cheltuieli de investiții	mii lei	753.890	372.672	202,29
18.	Cheltuieli de reabilitare	mii lei	4.470	3.014	148,33
19.	Consum de gaze în SNT	mii lei	39.356	39.228	100,33
20.	Consum de gaze în SNT	MWh	358.118	389.039	92,05

Tabel 3- Evoluția indicatorilor de performanță în Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

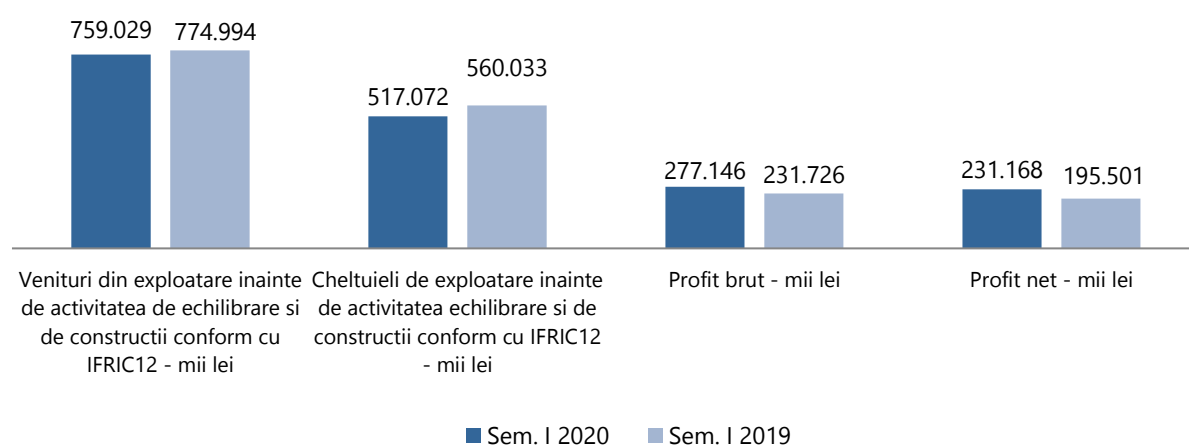


Grafic 3 -Cifra de afaceri Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mil lei)

Grafic 4-Profitul net Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mil lei)



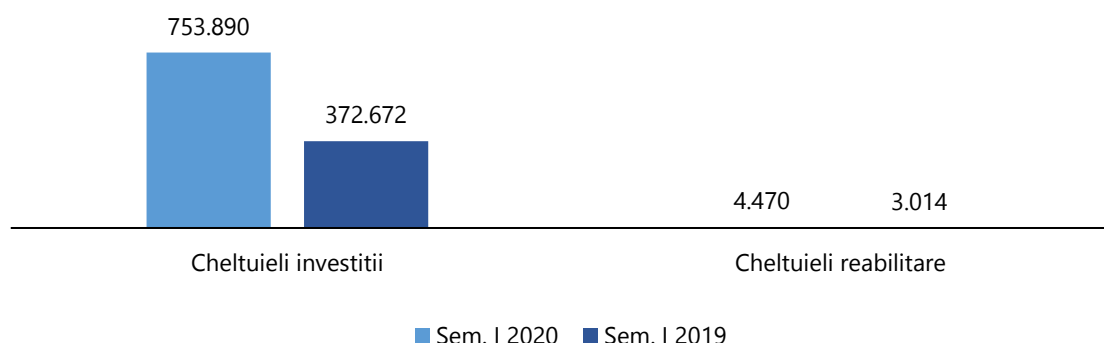
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mil. lei)



Grafic 6- Evoluția principalilor indicatori economico-financiar Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mii lei)

Transgaz deține statutul de monopol în transportul gazelor naturale din România și vehiculează circa 90% din totalul gazelor naturale consumate.

La data de 30 iunie 2020, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 375.208 mii lei, din care 15% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

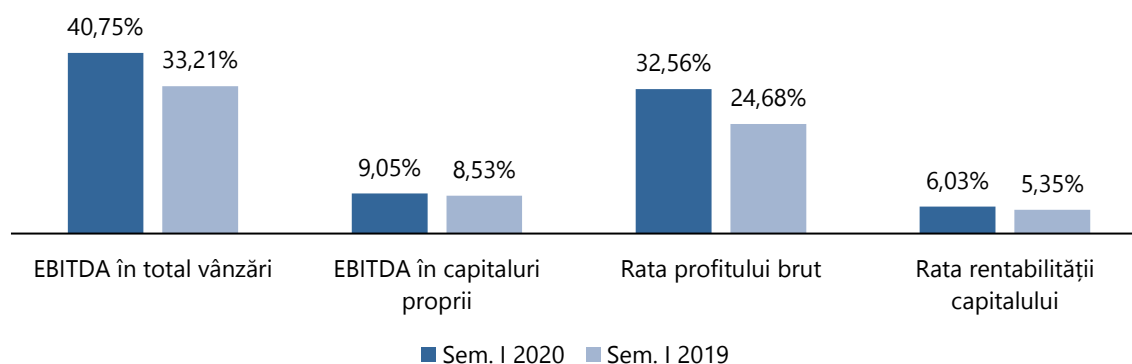


Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mii lei)

Valorile indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în semestrul I 2020 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019:

Indicatori	Formula de calcul	Sem. I 2020	Sem. I 2019
Indicatori de profitabilitate			
EBITDA în total vânzări	EBITDA	40,75%	33,21%
	Cifra de afaceri		
EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	9,05%	8,53%
	Capitaluri proprii		
Rata profitului brut	Profitul brut	32,56%	24,68%
	Cifra de afaceri		
Rata rentabilității capitalului	Profit net	6,03%	5,35%
	Capitaluri proprii		
Indicatori de lichiditate			
Indicatorul lichidității curente	Active circulante	1,40	2,28
	Datorii pe termen scurt		
Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	0,86	1,71
	Datorii pe termen scurt		
Indicatori de risc			
Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	23,94%	6,48%
	Capitaluri proprii		
Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	40,81	136,16
	Cheltuieli cu dobânda		
Indicatori de gestiune			
Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 181 zile	133,58	124,04
	Cifra de afaceri		
Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 181 zile	48,78	38,12
	Cifra de afaceri		

Tabel 4- Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019



Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)

Indicatori cheie de performanță – financiari pentru calculul componentei variabile a remunerației

Indicatorii cheie de performanță financiari aprobați prin Hotărârea AGOA nr. 2/2020 au fost fundamentați pe baza datelor din Bugetul de venituri și cheltuieli al societății aprobat prin HAGOA nr.2/2020.

Nr crt.	Indicator	Obiectiv	2020		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat Sem. I	
1.	Plăți restante	Menținerea plăților restante la nivel zero.	0	0	100%
2.	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli) (mii lei)	Menținerea nivelului cheltuielilor de exploatare la nivelul asumat în Planul de administrare.	1.095.239	409.741	267%
3.	Rata lichidității curente "Testul acid"	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	1,11	0,86	77%
4.	Rata de îndatorare netă	Menținerea unui nivel al ratei de îndatorare netă sub limitele stabilite pentru obținerea finanțării bancare, respectiv: 3-2017; 3-2018; 5,5 –2019; 5,5-2020; 4-2021	5,5	2,7338	201%
5.	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare.	349.317	346.836	99%

**Tabel 5- Indicatorii cheie de performanță financiari pentru calculul componentei variabile a remunerației
Sem. I 2020 vs. Buget 2020**

Indicatori cheie de performanță – nefinanciari pentru calculul componentei variabile a remunerației

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2020		Grad de realizare	
				Planificat	Realizat		
Operaționali							
6	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani I = (acțiuni realizate +demarate) / acțiuni propuse					
		Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Construcție Faza 1; - Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa -STC Bibești	în derulare -s-au sudat peste 300 km din cei 479 km pentru BRUA Faza I; –STC Bibești finalizată construcția	Se monitorizează anual	
		Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	6.2	- Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire –etapa 2 - Construcție și PIF	-proiect tehnic finalizat; -în derulare realizare detalii de execuție; -în derulare execuția stațiilor de comprimare.		
		Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	6.3	Isaccea 1 – construcție și PIF Negru Vodă 1 – demarare construcție	-continuare execuție lucrări pentru SMG Isaccea 1; -continuare elaborare Proiect Tehnic pentru SMG Negru Vodă 1.		
		Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	6.4	Isaccea 1–construcție și PIF Negru Vodă 1– demarare construcție	-demarare execuție pentru conductă (Lot 1 și Lot 2); -demarare execuție pentru Stațiile de Comprimare Onești și Gherăști, inclusiv automatizare și securizare conductă.		
		Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	6.5	- Construcție (PIF în 2021)	-continuare execuție lucrări.		
7	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului de gaze în SNT/total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	<1	0,54%		
Orientați către servicii publice							
8	Indicatori de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizarea Țintelor prevăzute în Standardul de performanță pentru serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale (ordinul ANRE 161/26.11.2015 intrat în vigoare la 1 octombrie 2016)	8.1	$IP_0^1 \geq 90\%$	99,53%		
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	*		
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	*		
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	100,00%		
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	100,00%		
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	100,00%		
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100,00%		
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	*		
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100,00%		
			8.10	$IP_3^2 \geq 95\%$	*		
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	*		

			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	*	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	*	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	100,00%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100,00%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100,00%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100,00%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	87,69%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100,00%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	*	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	*	
Guvernanță corporativă						
9	Implementare a sistemului de control intern/managerial	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 600/2018*100	9.1	94%	Realizat -Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/ 1446/13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. -Situția centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1387/13.01.2020. -Chestionar Autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1383/13.01.2020. -Situția sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31.12.2019, nr. 1385/13.01.2020. - Actualizarea Deciziei nr. 751/23.07.2018 privind constituirea Comisiei de monitorizare cu Decizia nr.36/14.01.2020. -Actualizarea Deciziei nr. 751/23.07.2018 privind constituirea Comisiei de monitorizare cu Decizia nr.736/30.06.2020. -Actualizarea Deciziei nr. 282/15.03.2019 privind numirea Responsabililor SCI/M, cu Decizia nr.38/14.01.2020; -Actualizarea Programului de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA" pe anul 2020 nr. 1264/10.01.2020; - Informare privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2019, nr. 8209/ 12.02.2020; -Informare privind monitorizare performanțe la nivelul societății pentru anul 2019, nr. DSMC/ 8211/12.02.2020. -Informarea Consiliului de Administrație privind "Stadiul implementării sistemului de control intern/managerial și Monitorizarea performanțelor 2019", nr. înregistrare	100%

					DG 21004/ 06.04.2020, HCA nr. 14/ 29.04.2020	
10	Satisfacția clienților	Realizarea țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)	10.1	8	Se monitorizează anual	
11	Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului	Realizarea țintelor prevăzute în Planul de administrare privind implementarea cerințelor Standardului 8 din Ordinului SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.	11.1	Actualizarea documentelor specifice Managementului riscului	Realizat -Decizia de actualizare a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 737/30.06.2020; -Limita de toleranță, pentru anul 2020 nr. 1512/ 13.01.2020; - Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019, nr. 1512/13.01. 2020. -Declarația – Angajament a Directorului General privind Managementul Riscului, actualizată în 29.04.2020.	100%
			11.2	Actualizare Registrul riscului Actualizare Plan de masuri pentru minimizare riscuri	Realizat -Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2020, nr. 1173/10.01.2020; -Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2020, nr. 1434/13.01.2020.	
			11.3	Raportare monitorizare riscuri	Realizat -Informare privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul societății, pentru anul 2019, nr. 1518/ 13.01.2020; -Informarea Consiliului de Administrație privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul Transgaz, pentru anul 2019,, nr. înreg. DG 21001/06.04.2020, HCA nr. 14/29.04.2020.	
12	Raportarea la timp a indicatorilor cheie de performanță	Încadrarea în termenele legale de raportare I = termene efective de raportare/ termene prevăzute de raportare *100	12.1	Calendar de comunicare financiară către BVB	Realizat (a se vedea pe site-ul societății)	Se monitorizează anual
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	Realizat Adresa DSMC/11471/26.02.2020 Termen 1 martie 2020	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/1446/ 13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. (se raportează anual)	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de	Realizat -adresa nr. 69593/22.11.2019 raportare ANRE pt. anul gazier 2018-2019 (se raportează anual)	

				transport gaze naturale		
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa DSMC 393/07.01.2020 Raportare aferentă semestrului II 2019. Adresa DSMC 36417/01.07.2020 Raportare aferentă semestrului I 2020 și KPI pentru anul 2019	
13	Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca element al planurilor manageriale	Respectarea măsurilor asumate prin Planul de integritate aprobat $I = \text{măsurile realizate în termen} / \text{măsurile propuse} * 100$	13.1	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	Realizat Publicat Raport asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data 31.12.2019, nr.1427/13.01. 2020 la adresa: http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/6.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/3.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/Raportare%20SCIM%20la%2031.12.%202019.pdf	100%
			13.2	Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	Realizat -la nivelul SNTGN TRANSGAZ SA a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 5573/31.01.2020, a fost transmis către Secretariatul General al Guvernului Raportul la data de 31.12.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al SNTGN TRANSGAZ SA, Situația incidentelor de integritate (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri SNA (Anexa 2);	
			13.3	Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet): http://zonapublica.transgaz.ro/Strategia%20de%20lupta%20anticoruptie/	

Notă: având în vedere faptul că în perioada analizată la indicatorii de măsură ai performanței Serviciului de Transport gaze naturale marcați cu * nu sunt înregistrate solicitări/ sesizări/reclamații, rezultă că indicatorii sunt îndepliniți conform cerințelor din Standardul de performanță, dar gradul de îndeplinire a acestor indicatori nu se poate determina prin calcul matematic

Tabel 6 -Indicatori cheie de performanță nefinancieri pentru calculul componentei variabile a remunerației în semestrul I 2020

3. STRATEGIA DE DEZVOLTARE

3.1 Proiecte strategice

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art. 22, privind obligativitatea elaborării **Planurilor de Dezvoltare pe 10 Ani** pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, și a articolului 125 alin. (6) din Legea 123/2012, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2019-2028**, aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2080/11.12.2019.

Documentul prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care compania intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale.

Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2019– 2028 răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- integrarea pieței de gaze naturale la nivelul Uniunii Europene.

Proiectele cuprinse în **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2019–2028** sunt:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) se realizează în două faze:
 - 1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA)-**Faza 1**;
 - 1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA)-**Faza 2**;
2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
3. Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1;
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;
5. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–Romania–Ungaria–Austria (BRUA faza 3);
6. Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor naturale din Marea Neagră;
7. Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu sistemul de transport gaze naturale din Serbia;
8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;
9. Interconectarea România–Ucraina pe direcția Gherăești–Siret;

10. Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României;
11. Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse;
12. Eastring-România;
13. Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale;
14. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale.

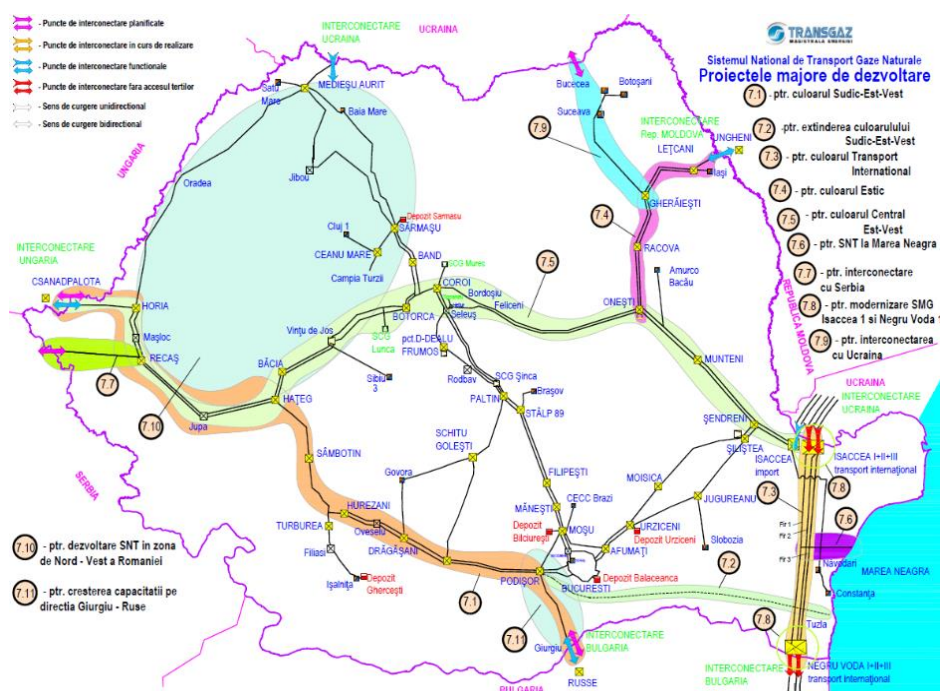


Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport pe coridorul Bulgaria– România–Ungaria–Austria (BRUA)

La nivel european se află în curs de implementare o serie de proiecte majore care să permită diversificarea surselor de alimentare cu gaze naturale a Europei prin transportul gazelor naturale extrase atât din perimetrele din Marea Caspică, cât și a celor disponibile din terminale LNG spre Europa Centrală:

- amplificarea South Caucasus Pipeline;
- construirea conductei Trans-Anatolian Pipeline (TANAP);
- construirea conductei Trans Adriatic Pipeline (TAP);
- construirea interconectorului Grecia – Bulgaria (IGB).

Prin implementarea acestor proiecte se creează posibilitatea transportului unor volume de gaze naturale din zona Mării Caspice până la granița de sud a României.

În aceste condiții se impune adaptarea Sistemului Național de Transport gaze naturale la noile perspective, prin extinderea capacităților de transport gaze naturale între punctele existente de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu cel al Bulgariei (la Giurgiu) și al Ungariei (la Nădlac).



Figura 2- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei

Punctele de intrare-ieșire în/din SNT, Giurgiu, respectiv Nădlac sunt legate printr-un sistem de conducte având o durată mare de funcționare, diametre ce nu depășesc 24" și presiuni de proiectare de maximum 40 bar.

Capacitățile de transport gaze naturale existente nu permit vehicularea unor volume semnificative de gaze naturale.

Proiectul "Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria", vizează dezvoltări ale capacităților de transport gaze naturale între interconectările dintre sistemul românesc de transport gaze naturale și sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, mai precis, constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și SMG Horia.

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

- deselectarea proiectului Nabucco ca rută preferată pentru transportul gazelor naturale din regiunea Caspică înspre piețele central europene;
- asigurarea unor capacități de transport gaze naturale adecvate între punctele de interconectare transfrontalieră RO-BG și RO-HU, în scopul creșterii gradului de interconectare la nivel european;
- asigurarea unor capacități de transport gaze naturale pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-europene.

Proiectul a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L74/11.03.2020 ca și anexă la Regulamentul 347/2013.

Astfel, lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun (Lista 4/2020) a Uniunii, cuprinde Proiectul BRUA cu ambele faze la secțiunile 6.24.1 și 6.24.4-2 în cadrul **"Grupului de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității pe coridorul de transport bidirecțional (Bulgaria)-România-Ungaria-(Austria) (cunoscut în prezent drept ROHUAT/ BRUA)**

pentru a permite o capacitate la interconexiunea Romania-Ungaria de 1,75 mld. mc/an în prima fază și 4,4 mld. mc/an în a doua fază, inclusiv resurse noi din Marea Neagră în a doua fază”.

Fazele de implementare ale Proiectului BRUA, în acord cu prevederile Listei Nr. 4 /2020 sunt:

- dezvoltarea capacității de transport din România, de la Podișor la Recaș, incluzând o nouă conductă, o nouă stație de contorizare și trei noi stații compresoare în Podișor, Bibești și Jupa;
- extinderea capacității de transport din România de la Recaș la Horia către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an și extinderea stațiilor compresoare de la Podișor, Bibești și Jupa.

Mai mult, pe lista de priorități a grupului de lucru CESEC (Central East South Europe Gas Connectivity) a fost inclus și Proiectul BRUA, astfel:

- Faza I a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare;
- Faza II a Proiectului BRUA a fost inclusă pe lista proiectelor prioritare condiționate.

Proiectul BRUA, cu ambele sale faze (Faza I și Faza II) este cuprins și în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2018 cu cod de identificare TRA-F-358 (Faza I), respectiv TRA-N-1322 (Faza II).

1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport pe coridorul Bulgaria– România–Ungaria–Austria (BRUA)-Faza 1

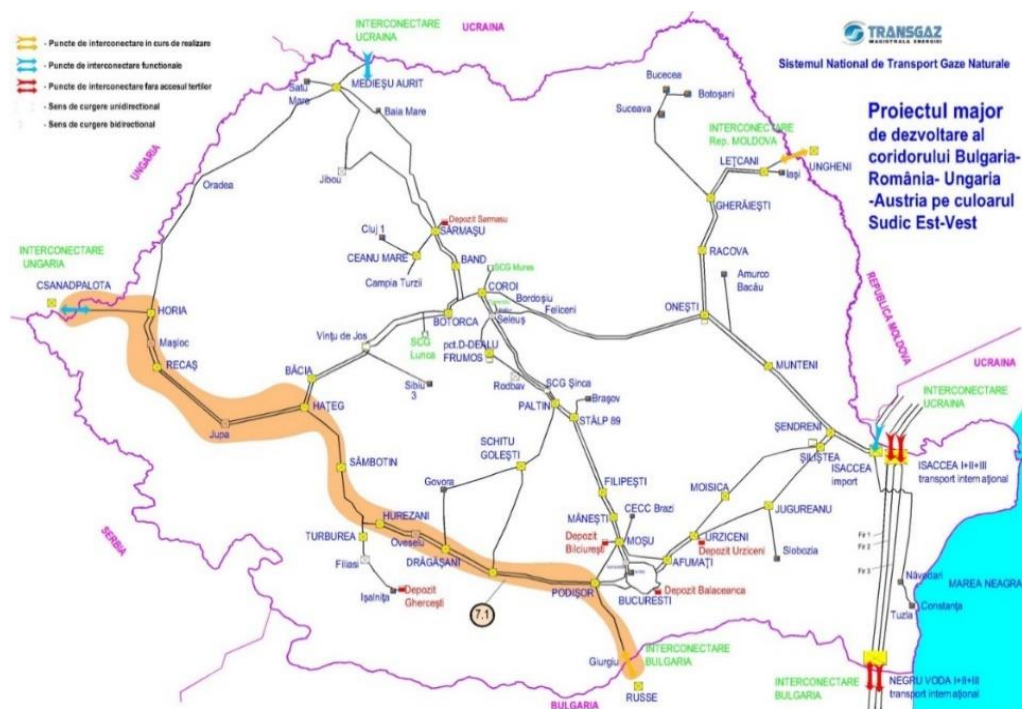


Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1

Descrierea proiectului

BRUA-Faza I constă în realizarea următoarelor obiective:

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

- trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul de rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.

Implementarea Proiectului BRUA – faza 1 are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport gaze naturale:

- pe direcția Ungaria: 1,75 mld.m³/an,
- pe direcția Bulgaria: 1,5 mld.m³/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de prefizabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de evaluare a impactului de mediu (incluzând și Studiu de Evaluare Adecvată)	Finalizat	Finalizat
Proiect Tehnic (FEED)	Finalizat	Finalizat
Decizia finală de investiție (FID)	Obținută în 2016	Obținută în 2016
Obținere Acord de mediu	Obținut-decembrie 2016	Obținut-decembrie 2016
Obținere Autorizație de construire	Obținută-februarie 2017	Obținută-februarie 2017
Obținerea Deciziei Exhaustive	Obținută-martie 2018	Obținută-martie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de execuție conductă	Noiembrie 2017	Noiembrie 2017
Emitere ordin începere lucrări pentru execuție conductă	Emis în data 04 iunie 2018	Emis în data 04 iunie 2018
Predare amplasament conductă și Consultări publice în UAT-urile aferente	Mai-Iunie 2018	Mai-Iunie 2018
Încheierea contractului pentru lucrări de execuție stații de comprimare	Martie 2018	Martie 2018
Predare la constructor a amplasamentelor Stațiilor de comprimare și Consultări publice în UAT-urile aferente	11-13 aprilie 2018	11-13 aprilie 2018
Emitere ordin începere lucrări pentru execuția celor trei Stații de comprimare	Emis în data de 16 aprilie 2018	Emis în data de 16 aprilie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de automatizare și securizare conductă	Iulie 2018	Iulie 2018
Construcție conductă-Faza I		2018-2020 (în execuție)
- Secțiune Jupa – Recaș (parte din Lot 3)	2018-2020 2019 2020	Finalizat
- Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa		2020
Construcție stații de comprimare-Faza I		2018- 2020 (în execuție)
- STC Jupa	2018- 2020 2019	Finalizat
- STC Podișor	2019	Finalizat
- STC Bibești	2020	Finalizat
Începere operare Faza I	Decembrie 2020	Octombrie 2020

Data preconizată de finalizare: anul 2020

Valoarea estimată: 478,6 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI** (prima listă PCI a Uniunii Europene): **BRUA** 7.1.5.
- **Proiect PCI** (a 2-a listă PCI a Uniunii Europene): **BRUA** Faza I: 6.24.2.
- **Proiect PCI** (a 3-a listă PCI a Uniunii Europene): **BRUA** Faza I: 6.24.1 poziția 2.
- **Proiect PCI (a patra listă):** BRUA Faza I: 6.24.1

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

Stadiul proiectului

Având în vedere statutul de proiect de interes comun, încă din prima listă PCI, Transgaz a obținut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility (CEF) pentru proiectarea celor trei stații de comprimare.

Pentru proiectarea celor trei stații de comprimare s-a semnat cu **Innovation and Networks Executive Agency (INEA)**, un Contract de finanțare, pentru **un grant în valoare de 1.519.342 EUR**, reprezentând 50% din valoarea totală estimată a costurilor de proiectare a stațiilor de comprimare.

În luna mai 2016 a fost semnat contractul aferent serviciilor de proiectare pentru cele 3 stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) cu firma poloneză Gornicze Biuro Projectow PANGAZ sp. z.o.o.

În luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicație în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru lucrările de execuție aferente Fazei I a Proiectului BRUA.

Cererea de finanțare a fost depusă pe portalul Innovation and Networks Executive Agency (INEA) în data de 12.10.2015. În data de 19.01.2016 Comitetul CEF a validat lista proiectelor propuse a primi asistență financiară (grant) prin mecanismul CEF.

Proiectul BRUA–Faza I, a fost propus să primească un grant în valoare de 179,3 milioane EUR. În data de 9 septembrie 2016 a fost semnat contractul de finanțare.

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

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

Lucrările de automatizare și securizare conductă se execută pe întregul traseu, de la KM 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la KM 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș).

Contractul a fost semnat în data de 24 iulie 2018 iar ordinul de începere a lucrărilor a fost emis în data de 30 august 2018.

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

Strategia de achiziție a echipamentelor cu ciclu lung de fabricație și a execuției de lucrări

Analizând cu atenție opțiunile disponibile, conducerea SNTGN Transgaz SA a stabilit următoarea strategie de achiziție:

- echipamentele de bază cu ciclu lung de producție (grupuri de comprimare, material tubular, curbe, îmbinări electroizolante și robinete) vor fi achiziționate de către SNTGN Transgaz SA și puse la dispoziția constructorilor;
- având în vedere lungimea proiectului, firul liniar a fost împărțit în 3 Loturi;
- execuția celor 3 stații de comprimare se va realiza de către același contractor;
- lucrările de automatizare și securizare conductă vor fi realizate printr-un contract distinct.

Stadiul procedurilor de achiziție

În luna decembrie 2016, Transgaz a lansat pe SEAP licitațiile publice pentru achiziționarea următoarelor materiale și echipamente aferente fazei I a Proiectului BRUA:

- material tubular și curbe;
- grupuri de comprimare;
- robinete;
- îmbinări electroizolante.

În cursul anului 2017 și 2018 au continuat activitățile în vederea pregătirii pentru începerea lucrărilor de execuție aferente implementării Proiectului BRUA–Faza I.

Stadiul achizițiilor publice este următorul:

- contractul pentru achiziția îmbinărilor electroizolante a fost semnat în data de **04.08.2017** și este finalizat, toate materialele fiind recepționate;
- contractul pentru achiziția grupurilor de comprimare a fost semnat în data de **24.08.2017** și este în curs de derulare. Contractul are o componentă de asistență tehnică în operare care continuă;
- contractele pentru achiziția lucrărilor de execuție fir liniar, aferente loturilor 1, 2 și 3 au fost semnate în data de **28.11.2017** și sunt în derulare;
- contractul pentru achiziția robinetelor a fost semnat în data de **28.02.2018** și este finalizat, toate materialele fiind recepționate;
- contractul pentru achiziția lucrărilor de execuție a stațiilor de comprimare a fost semnat în data de **23.03.2018** și a fost finalizat în data de 17 iulie 2020 când a fost semnată recepția finală pentru ultima stație de comprimare STC Bibești;
- contractul pentru achiziția materialului tubular și a curbelor a fost semnat în data de **23.04.2018** și este în curs de derulare;
- acordurile-cadru pentru *Servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiecte de construcție conducte de transport gaze naturale și instalații tehnice aferente* s-au semnat în data de **11.07.2018**; s-a finalizat procedura de atribuire a contractelor subsecvente pentru proiectul BRUA, contractele fiind semnate în data de **23-24.08.2018** și sunt în curs de derulare;
- contractul pentru execuție lucrări de automatizare și securizare conductă a fost semnat în data de **24.07.2018** și este în curs de derulare.

Stadiul lucrărilor de execuție

Lucrări de execuție aferente stațiilor de comprimare

Ordinul de începere a lucrărilor a fost transmis în data de **16 aprilie 2018**.

Execuția lucrărilor la stațiile de comprimare este realizată de **Asocierea INSPET SA (LIDER)–PETROCONST SA–MOLDOCOR SA–HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS SRL–IRIGC IMPEX SRL–SUTECH SRL–TIAB SA–ROCONSULT TECH SRL**, în baza contractului de lucrări numărul **333/23.03.2018**.

Valoarea actualizată a contractului este de 356.698.775,55 lei (fără TVA).

Lucrările de execuție aferente *STC Bibești* au fost influențate de necesitatea realizării în avans a lucrărilor de diagnostic arheologic intruziv.

În acest sens, lucrările la *STC Bibești* au fost demarate începând cu data de 06 iulie 2018, acestea desfășurându-se în etape, pe măsură ce pe anumite suprafețe aferente stației de comprimare au fost finalizate lucrările de diagnostic arheologic intruziv. Recepția finală a fost semnată în 17 iulie 2020.

Progresul lucrărilor de execuție pentru cele trei stații de comprimare

STAȚIA DE COMPRIMARE PODIȘOR (STC PODIȘOR)

STC Podișor a fost inaugurată în data de 31 octombrie 2019.

STAȚIA DE COMPRIMARE BIBEȘTI (STC BIBEȘTI)

În trimestrul II 2020 s-au finalizat lucrările de construcții civile, mecanice, electrice precum și lucrările de automatizare. De asemenea s-au realizat probele și testele specifice de pre-punere și punere în funcțiune. **Recepția finală a fost semnată în 17 iulie 2020.**

STAȚIA DE COMPRIMARE JUPA (STC JUPA)

STC Jupa a fost inaugurată în data de 30 septembrie 2019.

Lucrări de execuție aferente firului liniar

Pana la data de 30 iunie 2020 a fost recepționată toată cantitatea de material tubular și curbe solicitată prin caietul de sarcini.

PROGRESUL LUCRĂRILOR DE EXECUȚIE FIR CONDUCTĂ

LUCRĂRI DE EXECUȚIE FIR LINIAR LOT 1 (KM 0–KM 180)

Lucrările de execuție fir liniar LOT 1 se execută de la KM 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la KM 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea).

Execuția firului liniar aferent LOT 1 este realizată de **Asocierea INSPET SA (lider)–PETROCONST SA–ARGENTA SA–IRIGC IMPEX SRL–COMESAD RO SA**, în baza contractului de lucrări numărul **601/28.11.2017**.

Valoarea actualizată a contractului este de **146.305.736,05 lei** (fără TVA).

Lucrările pe LOT 1 au fost demarate în a doua jumătate a lunii septembrie 2018.

S-au finalizat lucrările de montaj conductă, inclusiv probele de presiune pe tronsoanele T 1 – T 31, în lungime totală de aprox.155 km.

LUCRĂRI DE EXECUȚIE FIR LINIAR LOT 2 (KM 180–KM 320)

Lucrările de execuție fir liniar LOT 2 se execută de la KM 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea) la KM 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara).

Execuția firului liniar aferent LOT 2 este realizată de **Asocierea HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS SRL(LIDER)–INSPET SA–IPM PARTNERS ROMÂNIA SA–PETROCONST SA–MOLDOCOR SA–ARGENTA SA–ANTREPRIZĂ MONTAJ INSTALAȚII SA–ROMINSTA SA–COMESAD RO SA**, în baza contractului de lucrări numărul **602/28.11.2017**.

Valoarea atribuită a contractului este de **193.258.281,68 lei (fără TVA)**.

Lucrările pe LOT 2 au fost demarate în a doua jumătate a lunii septembrie 2018.

S-au executat lucrări de montaj fir liniar.

LUCRĂRI DE EXECUȚIE FIR LINIAR LOT 3 (KM 320–KM 479)

Lucrările de execuție fir liniar LOT 3 se execută de la KM 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara) la KM 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș).

Execuția firului liniar aferent LOT 3 este realizată de **Asocierea HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS SRL(LIDER)–IPM PARTNERS ROMÂNIA SA–MOLDOCOR SA–ANTREPRIZĂ MONTAJ INSTALAȚII SA–ROMINSTA SA**, în baza contractului de lucrări numărul **603/28.11.2017**.

Valoarea atribuită a contractului este de **179.615.949,37 lei (fără TVA)**.

S-au finalizat lucrările de montaj conductă, inclusiv probele de presiune la următoarele tronsoane:

- Tronson 86 – Tronson 100 (în lungime totală de aprox.70 km)
- Tronson 75- Tronson 76 (în lungime totală de aprox 7 km)

LUCRĂRI DE AUTOMATIZARE ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ LOT 4

Lucrări de automatizare și securizare conductă se execută pe întregul traseu, de la KM 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la KM 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș).

Semnarea contractului privind execuția lucrărilor de automatizare și securizare conductă a avut loc în data de 24 iulie 2018. Execuția lucrărilor este realizată de **Asocierea SOCIETATEA S&T ROMÂNIA SRL–ADREM ENGINEERING SRL**, în baza contractului de lucrări numărul **585/24.07.2018**.

Valoarea contractului este de **42.381.616,86 lei (fără TVA)**.

Ordinul de începere a lucrărilor a fost emis în data de **30 august 2018**.

Până la data de 30 iunie 2020 au fost finalizate lucrările specifice la cele 3 stații de comprimare STC Podișor , STC Jupa și STC Bibești (infrastructură fibră optică, instalat și montat echipamente specifice).

De asemenea au continuat lucrări specifice de montaj sisteme de automatizare la stațiile de robinete amplasate de-a lungul conductei.

Demersuri aferente obținerii fondurilor necesare pentru implementarea proiectului BRUA-Faza I de la Banca Europeană de Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) și Banca Europeană de Investiții (BEI)

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

În luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicație în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru lucrările de execuție aferente Fazei I a Proiectului BRUA.

În data de 19 ianuarie 2016 a avut loc, la Bruxelles, Reuniunea Comitetului de Coordonare CEF-Energie, (responsabil cu gestionarea procedurilor de acordare a asistenței financiare europene Proiectelor de Interes Comun în domeniul energiei), și s-a validat prin vot, lista proiectelor de interes comun propuse pentru a primi finanțare europeană nerambursabilă din cadrul mecanismului Connecting Europe Facility 2015.

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

Începând cu anul 2016, SNTGN Transgaz SA a colaborat îndeaproape cu specialiștii BERD în scopul desfășurării procesului de *due diligence* tehnic, economic și de mediu asupra SNTGN Transgaz SA și asupra proiectului.

Documentația de mediu și socială întocmită conform standardelor de performanță ale BERD a fost publicată în data de 12.07.2017 în dezbateri publice pentru o perioadă de 120 de zile conform politicii BERD pe paginile web ale BERD și SNTGN Transgaz SA.

În data de 13 decembrie 2017 consiliul BERD a aprobat proiectul BRUA pentru finanțare.

În data de 23 februarie 2018, SNTGN Transgaz SA și BERD au semnat un contract de împrumut în baza căruia BERD va pune la dispoziția societății un împrumut în valoare de până la 278 milioane lei, echivalentul sumei de 60 milioane euro, având următoarele caracteristici esențiale: durata-15 ani, termen de grație-3 ani. Nu s-au efectuat trageri.

În data de 27 octombrie 2017 s-a încheiat cu Banca Europeană de Investiții contractul de împrumut pentru suma de 50 milioane euro cu o maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani cu dobânda fixă negociată pentru fiecare tragere. S-au efectuat 3 trageri cumulând întreaga sumă contractuală.

În data de 14 decembrie 2017, s-a încheiat cu Banca Europeană de Investiții contractul de împrumut pentru suma de 50 milioane euro cu o maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani cu dobânda fixă sau variabilă ce se va negocia la data tragerii. S-au efectuat 2 trageri cumulând întreaga sumă contractuală.

În data de 24 aprilie 2019 s-a încheiat cu Banca Comercială Română contractul de împrumut pentru suma de 186 milioane lei, adică 40 milioane în echivalent EUR, cu tragere și rambursare în lei, maturitate 15 ani perioadă de grație rambursare principal de 3 ani. S-au efectuat 2 trageri cumulând întreaga sumă contractuală.

Aspecte Legate de Arheologie

În luna august 2017, în urma procedurii de licitație, au fost încheiate 4 Acorduri cadru pentru servicii specifice de arheologie necesare implementării proiectului BRUA Faza I și s-au semnat următoarele Contracte subsecvente:

- supraveghere arheologică instalații supratere;ne;
- diagnostic arheologic intruziv;
- cercetare arheologică preventivă a siturilor identificate în cadrul etapei de elaborare a proiectului tehnic.

S-a actualizat Decizia etapei de încadrare nr. 167/09.12.2019, emisă de Agenția Națională pentru Protecția Mediului.

ACTE NORMATIVE NECESARE IMPLEMENTĂRII PROIECTULUI

De-a lungul traseului proiectului BRUA Faza I, în cele 10 județe, conducta de transport gaze traversează următoarele tipuri de terenuri: arabil, pășuni curate, pășuni cu pomi, pășuni cu tufărișuri și mărăcinișuri, pășuni împădurite, pajiști cultivate, vie, vii hibride, vii nobile, livezi clasice, pepiniere pomicole, livadă intensivă, livadă arbuști fructiferi, fânețe curate, fâneță cu tufărișuri și mărăcinișuri, fâneță cu pomi, fâneță împădurită, grădină, grădini de legume, alte terenuri.

Pentru a dobândi dreptul de folosință asupra terenurilor agricole și forestiere în vederea realizării lucrărilor este necesară emiterea a două hotărâri de guvern, după cum urmează:

- **Obținerea unei Hotărâri de Guvern pentru scoaterea temporară din circuitul agricol a terenurilor agricole situate în extravilan**

A fost adoptată de către Guvernul României **Hotărârea de Guvern cu nr. 110/15.03.2018** pentru aprobarea listei terenurilor agricole situate în extravilan, pentru proiectul de interes comun în domeniul gazelor naturale "Dezvoltarea pe teritoriul României a sistemului național de transport al gazului pe coridorul de transport Bulgaria–România–Ungaria–Austria–gazoduct Podișor–Horia GMS și trei noi stații de comprimare (Jupa, Bibești, și Podișor) (etapa 1)".

- **Obținerea unei Hotărâri de Guvern pentru ocuparea temporară a terenurilor forestiere**

A fost adoptată de către Guvernul României **Hotărârea de Guvern cu nr. 727/13.09.2018** privind aprobarea ocupării temporare din fondul forestier național, de către SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, a terenului în suprafață de 42,1315 ha, pentru proiectul de importanță națională în domeniul gazelor naturale "Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria".

Autorizația de construire și decizia exhaustivă

În luna februarie 2017, Ministerul Energiei a emis Autorizația de Construire Nr. 1/24.02.2017 prin care se autorizează executarea lucrărilor de construire pentru „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (inclusiv alimentarea cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică) Faza I:

Conducta de transport gaze naturale Podișor–Recaș în lungime de 479 km, Stații de comprimare gaze Podișor, Bibești, Jupa, Organizări de șantier și depozite de material tubular.

Având în vedere statutul de proiect de interes comun și aplicabilitatea prevederilor Regulamentului UE Nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind infrastructurile energetice transeuropene (Regulamentul UE Nr. 347/2013) implementarea proiectului BRUA presupune și obținerea deciziei exhaustive.

În conformitate cu prevederile Regulamentului UE Nr. 347/2013–decizia exhaustivă reprezintă decizia sau ansamblul deciziilor luate de o autoritate sau de autorități ale statelor membre, cu excepția instanțelor judecătorești, care stabilește dacă unui inițiator de proiect i se acordă sau nu autorizarea pentru realizarea proiectului.

România a optat pentru “sistemul colaborativ” de emitere a deciziei exhaustive.

În baza acestui sistem, Ministerul Energiei care îndeplinește funcția de Autoritate națională competentă responsabilă cu facilitarea și coordonarea procedurii de autorizare a proiectelor de interes comun (ACPIC), pentru aplicarea Regulamentului (UE) Nr. 347/2013, coordonează emiterea deciziei exhaustive și procesul de emitere a deciziilor individuale.

Prin emiterea Deciziei exhaustive, se constată îndeplinirea întregului proces de autorizare necesar realizării unui proiect de interes comun, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și a legislației naționale în vigoare.

În vederea obținerii Deciziei exhaustive SNTGN Transgaz SA a parcurs următoarele etape:

- în data de 19 decembrie 2016 SNTGN Transgaz SA a depus dosarul de candidatură pentru proiectul BRUA–Faza I la ACPIC în vederea emiterii deciziei exhaustive (conform Regulamentului UE nr. 347/2013);
- în data de 18 octombrie 2017 SNTGN Transgaz SA a depus la ACPIC Raportul final al proiectului referitor la procesul de autorizare și la conceptul privind participarea publicului pentru proiectul BRUA Faza I.

În urma tuturor demersurilor întreprinse, în data de 21.03.2018 a fost emisă Decizia Exhaustivă.

1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA)-Faza 2

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

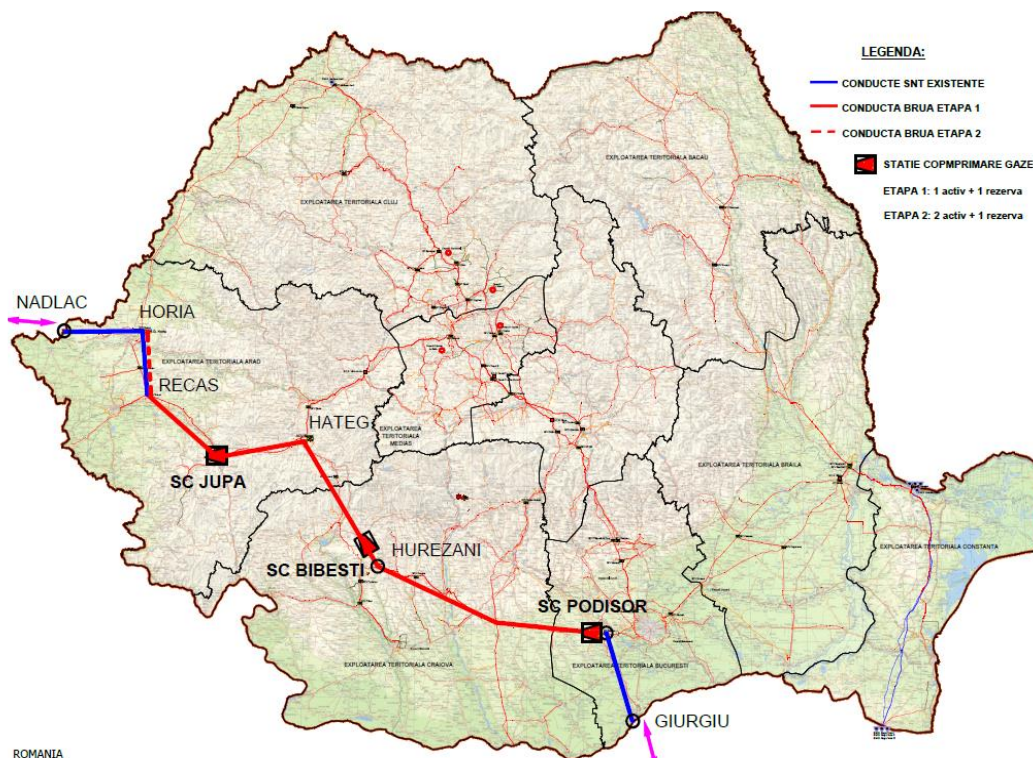


Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2

Descrierea proiectului

BRUA-Faza 2 constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă de transport gaze naturale Recaş–Horia 32" x 63 bar în lungime de aprox. 50 km;
- amplificarea celor trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat de comprimare suplimentar în fiecare stație;
- amplificarea stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.

Rezultate:

Proiectul BRUA – Faza 2 are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă între interconectările cu Bulgaria și cu Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport gaze naturale:

- capacitate de transport spre Ungaria de 4,4 mld. Smc/an, respectiv de 1,5 mld. Smc/an spre Bulgaria.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de prefezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat
Proiect tehnic și documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	finalizat	finalizat
Luarea deciziei finale de investiție Faza 2	anul 2019*	anul 2020*
Construcție Faza 2	anul 2022*	anul 2022*
Punere în funcțiune Faza 2	anul 2022*	anul 2022*
Începere operare Faza 2	anul 2022*	anul 2022*

* Finalizarea Fazei 2 depinde de de procedura pentru rezervarea de capacitate la IP Csanadpalota și de calendarul de derulare a acestei procedurii.

Data preconizată de finalizare: anul 2022

Valoarea estimată: 74,5 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (prima listă):** 7.1.5;
- **Proiect PCI (a doua listă):** Faza II: 6.24.7;
- **Proiect PCI (a treia listă):** Faza II: 6.24.4 – poziția 4;
- **Proiect PCI (a patra listă):** Faza II: 6.24.4 – poziția 1;
- **TYNDP ENTSG 2018:** TRA-N-358;
- **TYNDP ENTSG 2020:** TRA-A-1322;

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

Stadiul proiectului

Începând cu anul 2016, SNTGN Transgaz SA, FGSZ–Ungaria și Gas Connect–Austria împreună cu autoritățile de reglementare din România, Ungaria și Austria au elaborat documentația necesară derulării unei procedurii de Sezon Deschis Angajant pentru rezervarea de capacitate pentru Punctele de Interconectare România–Ungaria și respectiv Ungaria–Austria.

Acest demers a fost încurajat și sprijinit și de reprezentanți ai Comisiei Europene prin participare activă.

În toamna anului 2017, FGSZ Ungaria a anunțat că va limita procedura de Sezon Deschis Angajant doar la Punctul de Interconectare România–Ungaria invocând existența unor capacități disponibile în conductele de interconectare ale Ungariei cu țările vecine, nemaifiind astfel nevoie de investiții suplimentare pentru realizarea interconectării Ungaria–Austria.

Ca urmare, SNTGN Transgaz SA împreună cu FGSZ au derulat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria.

Capacitatea oferită a fost supra-subscrisă demonstrând astfel interesul pieței și asigurând viabilitatea comercială a proiectului BRUA Faza II, testele economice fiind trecute cu succes.

Utilizatorii de rețea care au rezervat capacitate în cadrul procedurii de Sezon Deschis și-au exercitat dreptul de a renunța la capacitatea rezervată până la 14 decembrie 2018, astfel procedura va continua cu perioada a III-a de depunere a ofertelor de rezervare de capacitate, în conformitate cu prevederile Manualului Procedurii de Sezon Deschis Angajant RO-HU.

Deși SNTGN Transgaz SA a dorit finalizarea Fazei II la finalul anului 2020 (cum a fost anterior aprobat în Planul de Dezvoltare pe 10 ani al companiei), FGSZ poate finaliza proiectul aferent pe teritoriul maghiar doar în cursul anului 2022, motiv pentru care se estimează punerea în funcțiune în luna octombrie 2022.

Documentația Tehnică pentru obținerea Autorizației de Construire este finalizată, iar Proiectul Tehnic actualizat este în curs de reavizare CTE.

2. Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor din Marea Neagră (conducta Tuzla-Podișor)

În contextul în care Europa devine tot mai dependentă de importuri de gaze naturale, dezvoltarea pe teritoriul României a unei infrastructuri de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre până la granița România-Ungaria reprezintă una din prioritățile majore ale TRANSGAZ, pentru asigurarea accesului la resursele de gaze naturale din Marea Neagră.

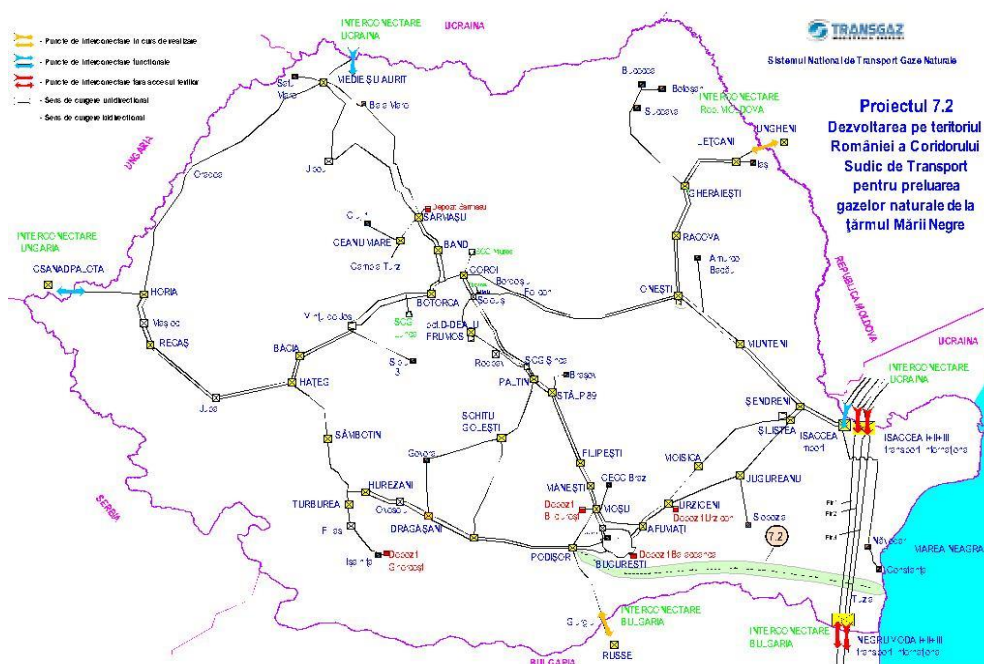


Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră-Podișor

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla – Podișor, în lungime de 308,3 km, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor

naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac – Szeged (cu Ungaria).

De asemenea, această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.

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

- Tronsonul I, Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,4 km, va avea un diametru de Ø 48" (Dn1200) și capacitate tehnică de 12 mld. mc/an;
- Tronsonul II, Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de Ø40" (Dn1000) și capacitate tehnică de 6 mld. mc/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de prefizabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiect Tehnic	Finalizat	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat	Finalizat
Obținere Acord de Mediu	Finalizat	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizată	Finalizată
Obținerea autorizației de construire	Finalizat	Finalizat
Obținere decizie exhaustivă	Obținută-mai 2019	Finalizată
Luarea deciziei finale de investiție	2019*	2020*
Construcție	2019-2021*	2020-2022*
Punere în funcțiune/începere operare	2021*	2022*

* Condiționat de luarea deciziei finale de investiții

Data preconizată de finalizare: anul 2022

Termenul de finalizare depinde de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte. Transgaz nu a luat încă o Decizie Finală de Investiție (FID) pentru acest proiect.

Valoarea estimată: 371,6 milioane Euro

În condițiile în care proiectul va îndeplini toate criteriile de eligibilitate prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 347/2013, Transgaz intenționează să depună o cerere de investiție în vederea accesării unui grant nerambursabil pentru lucrări prin mecanismul Connecting Europe Facility.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.24.8;
- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.4-5;
- **Proiect PCI (a patra lista):** 6.24.4-2 „Conductă Țărmul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră” în cadrul “Grupului de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă,

cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă”;

- lista proiectelor prioritare condiționate elaborată în cadrul grupului CESEC;
- **TYNDP ENTSG 2020:** TRA-A-362.

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

Stadiul proiectului:

- **Studiul de fezabilitate** a fost avizat în cadrul ședinței Consiliul Tehnico-Economic (CTE) din 26.01.2016;
- investigațiile arheologice efectuate în anul 2017 au dus la modificarea traseului conductei; urmare a acestor modificări, **Studiului de fezabilitate** a fost actualizat și reavizat de CTE Transgaz în data de 11.05.2017;
- **Proiectul tehnic** a fost avizat în cadrul CTE Transgaz; se elaborează documentația pentru achiziția lucrărilor de execuție. În cursul anului 2019 s-a actualizat și avizat valoarea estimată a Proiectului Tehnic;
- s-a finalizat activitatea de **identificare a proprietarilor de teren** afectați de lucrările de execuție a Proiectului:
 - Județul Constanța: 9 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%;
 - Județul Călărași: 19 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%;
 - Județul Giurgiu: 14 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%.
- s-a emis **Hotărârea de Guvern** nr. 9/17.01.2019 privind aprobarea listei terenurilor agricole situate în extravilan;
- s-a obținut **Acordul de Mediu** nr. 1 din 10.05.2018;
- s-a obținut **Autorizația de Construire** nr. 5 din 17.05.2018, în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun (ACPIC) în data de 24.02.2017 și s-a primit aprobarea acestora în data de 23.03.2017;
- **Conceptul privind participarea publicului** pentru Proiectul de interes comun „Conductă Țărmul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazului din Marea Neagră” a fost depus la ACPIC în data de 24.05.2017 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin Adresa nr.110800/27.06.2017;
- în perioada 17-27.07.2017 s-au desfășurat **consultările publice** în baza Regulamentului (UE) 347/2013 în următoarele locații: Tuzla, Amzacea, Cobadin, Alexandru Odobescu, Borcea, Frăsinet, Isvoarele, Băneasa și Stoenеști;
- s-a depus **Dosarul de candidatură** în vederea obținerii deciziei exhaustive, în data de 08.06.2018; dosarul de candidatura a fost acceptat de ACPIC în data de 12.07.2018;
- s-a obținut **Decizia Exhaustivă** nr. 4 din 25.04.2019;
- în anul 2018 s-a desfășurat **procesul de rezervare de capacitate incrementală pentru PM Tuzla**, proces care s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractelor de transport gaze naturale; ca urmare a denunțării unilaterale a contractelor de transport gaze naturale de către concesionari, procesul s-a declarat ca fiind finalizat fără succes;
- s-a declanșat un nou proces ca urmare a primirii unei noi cereri de capacitate incrementală pentru punctul de intrare/ieșire în/din SNT, preconizat a fi creat în zona localității Tuzla; în cadrul etapei de alocare secundară nu s-au primit cereri suplimentare, pragul minim nu

a fost atins, astfel că procesul de rezervare de capacitate incrementală s-a încheiat fără alocare de capacitate.

- prin HG nr. 9/2019 s-a aprobat lista terenurilor agricole situate în extravilan care fac obiectul proiectului, conform Legii 185/2016.
- S-a demarat procedura de achiziție publică pentru lucrările de execuție. Documentația a fost acceptată de ANAP în data de 05.12.2018 iar depunerea ofertelor, conform ultimelor decalări de termene a fost în 31.10.2019. S-au depus 3 oferte care se află în etapa de analiză tehnică.

3. Interconectarea Sistemului Național de Transport cu conducta de transport internațional a gazelor naturale T1 și reverse flow Isaccea

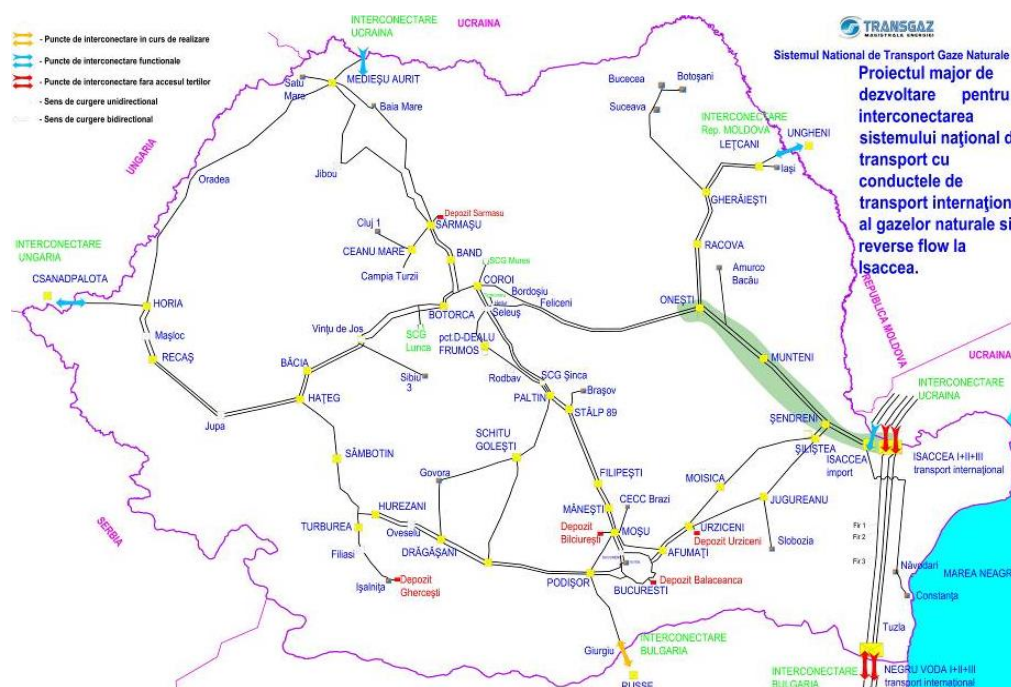


Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport Internațional Tranzit 1

Acest proiect este deosebit de important deoarece:

- prin implementarea sa se creează un culoar de transport între piețele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează și noua interconectare între Grecia și Bulgaria;
- contractul de transport aferent capacității conductei Tranzit 1 a expirat la 1 octombrie 2016; începând cu anul gazier 2016–2017 capacitatea de transport a conductei Tranzit 1 se comercializează pe bază de licitații, conform codului european privind mecanisme de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016;
- se vor putea asigura fluxuri fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1, conform cerințelor Regulamentului (UE) nr. 1938/2017;
- prin implementarea sa se crează posibilitatea preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

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

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

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Etapa I	2018	2018
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	finalizat	finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Decizia exhaustivă	obținută	obținută
Construcție	finalizat	finalizat
Punere în funcțiune/începere operare	finalizat	finalizat
Etapa II	2020	2020
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	finalizat	finalizat
Caiet de sarcini proiectare și execuție	finalizat	finalizat
Achiziția lucrărilor și semnarea contractului de proiectare și execuție	2019	finalizat
Decizia exhaustivă	2019	finalizat
Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire	2020	2020 (în elaborare)
Construcție	2020	2020
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2020

Termen de finalizare: 2018 pentru Etapa I respectiv anul 2020 Etapa II

Valoarea estimată a investiției: 77,7 milioane EURO

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2019-2028	actualizat la data raportului
Faza I	8,8 mil.Euro	8,8 mil.Euro
Faza II	68,9 mil.Euro	68,9 mil.Euro
TOTAL	77,7 mil.Euro	77,7 mil.Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua listă): 6.15;**
- **Proiect PCI (a treia listă): 6.24.10–1** "Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă";
- **TYNDP ENTSG 2018: TRA-N-139;**
- **TYNDP ENTSG 2020: TRA-F-139;**

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

Stadiul proiectului

- au fost finalizate **studiul de Prefezabilitate** (avizat în 12.06.2017) și **studiul de Fezabilitate** (03.11.2017) pentru întregul proiect;
- În ceea ce privește autorizarea în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 347/2013, pentru proiect în integralitatea lui, s-au realizat următoarele acțiuni:
 - **notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** a fost depusă la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) în data de 20.12.2017; aceasta a fost aprobată de către ACPIC în data de 17.01.2018;
 - **conceptul privind participarea publicului** a fost depus la A.C.P.I.C. în data de 21.03.2018 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin adresa nr. 110638/04.04.2018;
 - în perioada 07-11.05.2018 s-au desfășurat **consultările publice** în următoarele locații: Onești, Buciumi (jud. Bacău), Mărășești (jud. Vrancea), Cosmești (jud. Galați), Isaccea (jud. Tulcea), Siliștea, Vădeni (jud. Brăila);
 - **raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului** a fost elaborat și publicat pe site-ul companiei și a fost transmis către ACPIC ca parte a dosarelor de candidatură depuse pentru fiecare etapă a proiectului.

Etapa 1:

- au fost finalizate , **proiectul Tehnic** pentru Interconectare Isaccea, **documentația de avizare a lucrărilor de intervenție** (DALI) și **Proiectul Tehnic** pentru reparația conductei DN 800 Onești–Cosmești;
- au fost identificați proprietarii terenurilor afectate de reparația conductei DN 800 Onești–Cosmești și ai interconectării Isaccea; s-a emis Hotărârea de Guvern nr. 638/23.08.2018 pentru aprobarea scoaterii din circuitul agricol a terenurilor situate în extravilan și a fost

finalizat procesul de obținere a avizelor solicitate prin C.U;

- s-au obținut **2 acte de reglementare pe linie de mediu**, respectiv:
 - interconectarea Isaccea – Decizia etapei de încadrare nr. 144/06.03.2018 emisă de APM Tulcea;
 - reparația conductei DN 800 Onești–Cosmești (3 județe) – Decizia etapei de încadrare nr. 27/16.05.2018 emisă de ANPM.
- s-a emis Autorizația de Construire nr. 6/07.06.2018, în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- în data de 20.07.2018 **Dosarul de candidatură** a fost transmis la ACPIE și a fost acceptat în 03.08.2018;
- în data de 05.09.2018 s-a depus la ACPIE **Raportul final** nr. 44749/04.09.2018 referitor la procesul de autorizare și la procesul de consultare și participare a publicului pentru proiectul de interes comun „Consolidarea sistemului de transport din România, între Onești–Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea”–Etapa 1 (Număr de referință în Lista Uniunii: 6.24.10.–1), inclusiv documentele anexe, în vederea obținerii deciziei exhaustive;
- a fost emisă **Decizia Exhaustivă** nr. 2/11.09.2018, document care atestă încheierea procedurii de autorizare în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 347/2013 pentru Etapa 1 a proiectului.

Etapa 2

- **caietul de sarcini pentru achiziția lucrărilor de proiectare și execuție** s-a finalizat în luna august 2018. Acesta a fost revizuit cu o actualizare a valorii în anul 2019;
- au fost identificați proprietarii terenurilor din zona Nodului Tehnologic Șendreni, ai Stației de Comprimare Gaze Siliștea, ai Stației de Comprimare Gaze Onești;
- **Proiectul tehnic** pentru Lucrări în Nodul Tehnologic Șendreni existent, s-a avizat în CTE Trangaz;
- au fost obținute **avizele și acordurile** solicitate prin CU, precum și următoarele **acte de reglementare pe linie de mediu**, respectiv:
 - lucrări în Nod Tehnologic Șendreni (existent) – Decizia etapei de încadrare nr. 2907/09.03.2018 emisă de APM Brăila
 - modernizarea Stației de Comprimare Gaze Siliștea existentă, inclusiv a Nodului Tehnologic Siliștea (existente) – Decizia etapei de încadrare nr. 5031/01.04.2019, emisă de APM Brăila
 - modernizare Stație de Comprimare Gaze Onești, inclusiv Nod Tehnologic Onești (existente) – Decizia etapei de încadrare nr. 20/28.01.2019, emisă de APM Bacău.
- Ca urmare a notificării A.P.M. Brăila cu privire la solicitarea și obținerea Certificatului de urbanism nr. 125/23.05.2019 (modificare la Certificatul de Urbanism nr. 276/16.11.2017 emis de Consiliul Județean Brăila) și a Certificatului de urbanism nr. 119/21.05.2019 (modificare la Certificatul de Urbanism nr. 277/16.11.2017 emis de Consiliul Județean Brăila) datorită reconfigurării suprafețelor de teren ocupate temporar pe perioada executării lucrărilor, s-au obținut și:
 - Adresa nr. 9126/12.06.2019 privind menținerea valabilității Deciziei etapei de încadrare nr. 2907/09.03.2018;
 - Adresa nr. 9125/12.06.2019 privind menținerea valabilității Deciziei etapei de încadrare nr. 5031/01.04.2019.
- s-a emis **Autorizația de Construire** nr. 7/04.07.2019, în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- s-a emis **Hotărârea de Guvern** nr. 230/18.04.2019 pentru aprobarea scoaterii temporare a terenurilor agricole situate în extravilan;

- **Dosarul de candidatură** a fost transmis la ACPIC pentru acceptare în data de 04.07.2019 și a fost acceptat de către Ministerul Energiei prin emiterea Scrisorii de acceptare a Dosarului de candidatură nr.110908/18.07.2019;
- a fost emisă **Decizia Exhaustivă** nr. 5/11.03.2020, document care atestă încheierea procedurii de autorizare în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 347/2013 pentru Etapa 2 a proiectului.

Execuția lucrărilor de modernizare la stațiile de comprimare Onești și Siliștea este realizată de **Asocierea IRIGC IMPEX SRL (lider asociere) – EURO CONSTRUCT INTERNATIONAL SRL – INSPET SA**, în baza contractului de lucrări numărul **669/05.07.2019**.

Ordinul de începere a lucrărilor a fost transmis în data de **25 iulie 2019**. Prin acest Ordin s-a stabilit că data de începere este **05 august 2019**.

Valoarea atribuită a contractului este de 64.300.000 Euro (fără TVA)

Stadiul lucrărilor de execuție

În semestrul I 2020, în cadrul stației de comprimare **STC Onești**, au fost realizate următoarele lucrări principale:

- lucrări de amenajare a terenului în interiorul stației;
- lucrări de construcții civile (fundații echipamente principale, fundații estacade, fundații robinete și suporturi conductă și clădire Aer/Azot, demolări și dezafectare instalații vechi);
- lucrări rețea PSI (montare inel PSI);
- execuție conducte tehnologice (pre-uzinare linii aspirație/refulare, intrare/ieșire, gaz combustibil, depresurizare);
- execuție structură estacade (pre-uzinare estacadă unități comprimare, estacadă răcitoare gaze și estacadă filtre separatoare);
- montaj echipamente principale (unități comprimare, structură și tubulatură ventilație incintă, coșuri gaze arse, răcitoare gaze, răcitoare ulei, filtre separatoare, separator intrare stație);
- montaj rezervoare (rezervor scurgeri tehnologice, rezervor apă incendiu);
- lucrări energetice în stațiile de comprimare (montare centură împământare, trasee de cabluri subterane, echipare și montare stâlpi iluminat incinta stație, montare poduri cabluri electrice, dezafectare și demolare rețele vechi).
- lucrări de automatizare (înlocuire poduri cabluri electrice în nodul tehnologic).

În semestrul I 2020, în cadrul stației de comprimare **STC Siliștea**, au fost realizate următoarele lucrări principale:

- lucrări de amenajare a terenului în interiorul stației;
- lucrări de construcții civile (perne loess, fundații echipamente principale, fundații estacade, fundații robinete și suporturi conductă, infrastructura clădire PSI și clădire Aer/Azot, demolări și dezafectare instalații vechi);
- lucrări rețea PSI (montare inel PSI);
- execuție conducte tehnologice (pre uzinare linii aspirație/refulare, intrare/ieșire, gaz combustibil, depresurizare);
- execuție structură estacade (pre uzinare estacadă unități comprimare, estacadă răcitoare gaze și estacadă filtre separatoare);
- montaj echipamente principale (unități comprimare, structură și tubulatură ventilație incintă, coșuri gaze arse, răcitoare gaze, răcitoare ulei, filtre separatoare, separator intrare stație);
- montaj rezervoare (rezervor scurgeri tehnologice, rezervor apă incendiu);

- lucrări energetice în stațiile de comprimare (montare centură împământare, trasee de cabluri subterane, echipare și montare stâlpi iluminat incinta stație, montare poduri cabluri electrice, dezafectare și demolare rețele vechi).
- lucrări de automatizare (înlocuire poduri cabluri electrice în nodul tehnologic).

4. Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacității de transport spre Republica Moldova

Având în vedere necesitatea îmbunătățirii alimentării cu gaze naturale a regiunii de nord-est a României și ținând seama de perspectiva oferită de noua conductă de interconectare dintre România și Republica Moldova (Iași-Ungheni), de a oferi capacități de transport spre/dinspre Republica Moldova, sunt necesare o serie de dezvoltări în sistemul românesc de transport gaze naturale astfel încât să poată fi asigurați parametrii tehnici adecvați cerințelor de consum din regiunile vizate.

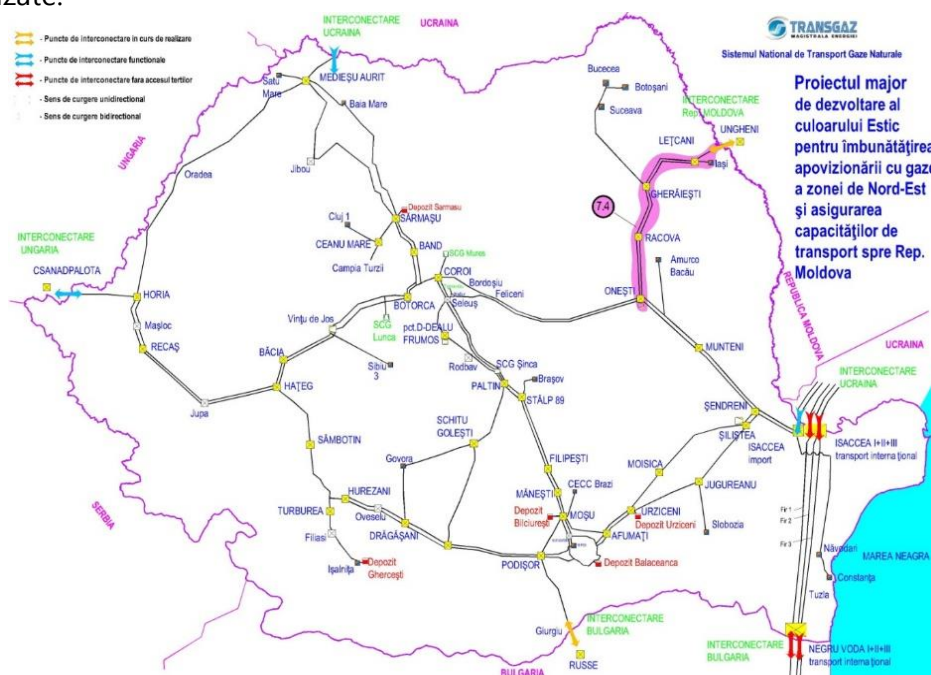


Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României

Descrierea proiectului:

În scopul eficientizării atât a procesului de implementare cât și al obținerii de finanțări în cadrul programelor puse la dispoziție din fonduri europene de dezvoltare regională, proiectul constă în realizarea următoarelor obiective:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești– Gherăești în lungime de 104,1 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Onești–Gherăești;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești –Letcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iași pe tronsonul Gherăești–Letcani;
- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Onești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de soluție	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectului tehnic pentru conducte	Finalizat	Finalizat
Proiectului tehnic pentru Stațiile de Comprimare	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	Finalizat	Finalizat
Construcție	2019-2021	2020-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2021	2021

Data preconizată de finalizare: anul 2021

Valoarea estimată: 174,25 milioane EURO, defalcată astfel:

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2019-2028	actualizat la data raportului
Valoare estimată pentru achiziția de materiale	64,95 mil.Euro	64,95 mil.Euro
Conductă de transport gaze naturale Onești – Gherăești	17,32 mil. Euro	17,32 mil. Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești – Lețcani	15,19 mil. Euro	15,19 mil. Euro
Stație de comprimare Onești	48,46 mil.Euro	48,46 mil.Euro
Stație de comprimare Gherăești	37,06 mil Euro	37,06 mil Euro
Automatizare și securizare conductă	8,37 mil Euro	8,37 mil Euro
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)	28,32 mil.Euro	28,32 mil.Euro
TOTAL	174,25 mil Euro	174,25 mil Euro

Prin realizarea acestui proiect, va putea fi asigurată presiunea necesară și capacitatea de transport gaze naturale de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemele de transport gaze naturale ale României și Republicii Moldova.

Proiectul îndeplinește criteriile de eligibilitate ale Programului Operațional Infrastructură Mare (POIM) Axa prioritară (AP) 8–Obiectivul Strategic (OS) 8.2, program derulat de Autoritatea de Management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8–„Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, în valoare de 214.496.026,71 lei (46,3 mil. EURO).

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

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSG 2018: TRA-N-357**
- **TYNDP ENTSG 2020: TRA-F-357.**

Stadiul proiectului

- **studiului de Fezabilitate** Rev 0 a fost finalizat în luna ianuarie 2016; în urma clarificărilor privind detaliile aferente eligibilității costurilor precizate în Ghidul Solicitantului și a recomandărilor JASPERS Studiului de Fezabilitate a fost refăcut și s-a finalizat în Ianuarie 2018;
- **proiectul tehnic pentru conducta** de transport gaze naturale, **Proiectul Tehnic pentru cele două stații de comprimare** și **Proiectul Tehnic pentru Instalații electrice, protecție catodică, automatizări și securizare conductă** au fost finalizate în Ianuarie 2018;
- **acord de mediu** a fost obținut în data de 06.07.2017;
- **decizia de încadrare** pentru revizuirea acordului de mediu s-a obținut în data de 09.01.2018 (**Notă: nu e necesară obținerea unor alte acte de la autoritatea de mediu**);
- în luna iulie 2018 s-a depus documentația pentru emiterea Hotărârii de Guvern (conform Legii nr. 185/2016) pentru scoatere temporară din circuitul agricol;
- proiectul a fost declarat ca **proiect de importanță națională** prin HG nr. 562/2017;
- **autorizația de construire** s-a obținut în data de 15.09.2017, conform Legii nr. 185/2016;
- în urma evaluării cererii de finanțare, a fost aprobată finanțarea proiectului, și s-a semnat contractul de finanțare din Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM)- Axa prioritară (AP) 8–Obiectivul Strategic (OS) 8.2, program derulat de Autoritatea de Management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8–„Sisteme inteligente si sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, în valoare de 214.496.026,71 lei (46,3 mil. EURO).
- s-a emis Hotărârea de Guvern nr. 316/23.05.2019 pentru aprobarea scoaterii temporare a terenurilor agricole situate în extravilan;
- în urma evaluării cererii de finanțare, a fost aprobată finanțarea proiectului, și s-a semnat contractul de finanțare din Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM).

ACHIZIȚII

Transgaz a derulat 5 proceduri de achiziții publice pentru acest proiect după cum urmează:

- lucrarea de execuție a celor două Stații de Comprimare Onești și Gherăești, automatizare și securizare conductă la proiectul *„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”*; procedură finalizată, contractul este în derulare;
- execuția conductei de transport gaze naturale Onești–Gherăești–Lețcani (LOT 1 și LOT 2) la proiectul *„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”*; procedură finalizată, contractul este în derulare;
- materialul tubular și curbele necesare pentru execuția proiectului *„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”*; procedură finalizată, contractul este în derulare;
- robinetele și îmbinările electroizolante monobloc necesare pentru execuția proiectului *„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”*; procedură finalizată, contractul este în derulare;

- grupurile de comprimare-compresoare centrifugale acționate cu turbine de gaze necesare pentru execuția proiectului „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”; procedură finalizată, contractul este în derulare.

Prin HG nr. 562/2017 cu denumirea “Dezvoltarea capacității sistemului național de transport în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România–Republica Moldova”, obiectivul a fost declarat ca proiect de importanță națională, beneficiind astfel de prevederile Legii nr. 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale.

5. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza 3)

În ipoteza în care capacitățile de transport necesare valorificării gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-vest europene depășesc potențialul de transport al coridorului BRUA faza 2, TRANSGAZ a planificat dezvoltarea **coridorului central** care urmărește practic traseul unor conducte din sistemul actual dar care actualmente funcționează la parametri tehnici neadecvați pentru o arteră magistrală.

Descrierea proiectului:

În funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre, (care nu vor putea fi preluate de Culoarul BRUA), pe termen lung se are în vedere dezvoltarea capacității de transport pe culoarul Onești–Coroi–Hațeg–Nădlac.

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

- reabilitarea unor conducte existente ce aparțin SNT;
- înlocuirea unor conducte existente ce aparțin SNT cu conducte noi sau construirea unor conducte noi instalate în paralel cu conductele existente;
- dezvoltarea a 4 sau 5 stații noi de comprimare cu o putere totală instalată de aprox. 66-82,5 MW;
- creșterea capacității de transport gaze naturale spre Ungaria cu 4,4 mld. mc/an.

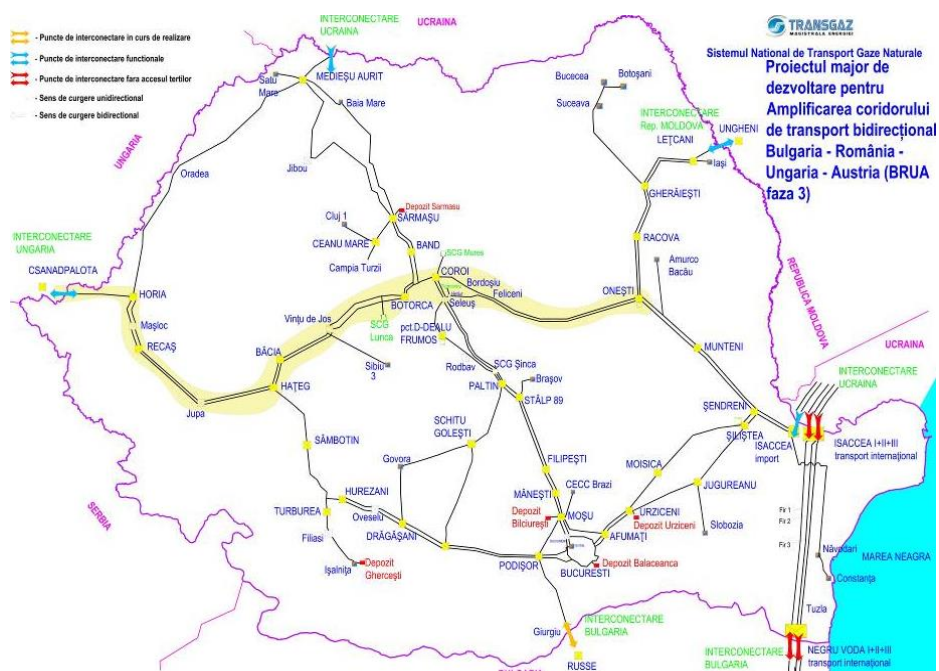


Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3

Transgaz a elaborat studiul de fezabilitate privind dezvoltarea **acestui culoar** de transport gaze naturale, iar în vederea optimizării și eficientizării atât a procesului de implementare, cât și a posibilităților de atragere a unor finanțări nerambursabile, **culoarul** a fost împărțit în două proiecte:

Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România-Ungaria:

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

Proiectul va consta în următoarele:

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

2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia:

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

Proiectul va consta în următoarele:

- reabilitarea unor tronsoane de conductă;
- înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mare;
- două sau trei stații noi de comprimare gaze naturale.

Încadrare proiecte în planuri internaționale

Proiectele de mai sus au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția **6.24.10-2** sub denumirea **”Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă”**.

Data preconizată de finalizare: anul 2025

Valoarea estimată: 530 milioane Euro

Stadiul proiectului

A fost finalizat studiul de preferezabilitate.

SNTGN Transgaz SA va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesiionarilor de perimetre din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate, perioada aproximativă privind disponibilitatea gazelor la țărmul Marii Negre, etc.).

Subliniem faptul că, realizarea acestui coridor depinde în continuare de evoluția cererii de capacitate, respectiv de rezultatele proceselor de explorare/exploatare a zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră sau din alte perimetre on-shore, o decizie finală de investiție putând fi luată doar în momentul în care cererea de capacitate suplimentare este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare.

6. Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre

Având în vedere zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră în ultima perioadă, Transgaz intenționează extinderea SNT cu scopul creării unui punct suplimentar de preluare a gazelor naturale provenite din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre.

Acest proiect a devenit necesar ca urmare a discuțiilor avute/inițiate de Transgaz pe parcursul anului 2015 cu titulari de licențe de explorare și exploatare a perimetrelor din Marea Neagră.

Descrierea proiectului

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km și diametrul DN 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1.

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

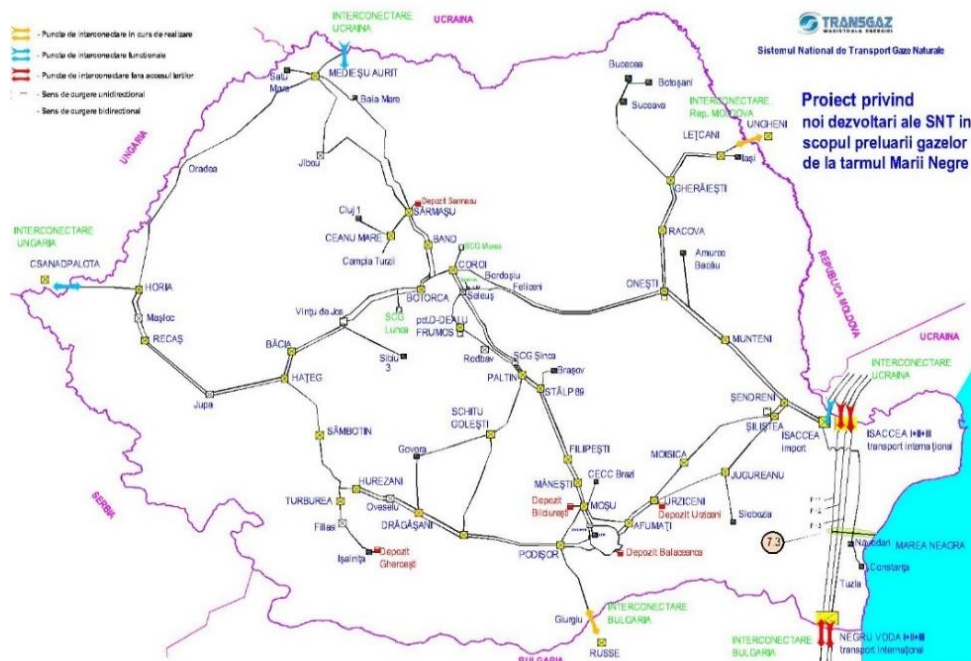


Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de preferezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Obținerea deciziei exhaustive	obținută	obținută
Luarea deciziei finale de investiție	2019	2020/finalizat
Construcție	2019 - 2020	2020
Punere în funcțiune/începere operare	2021	2021

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

Valoarea estimată a investiției: 9,14 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- Proiect PCI (a treia lista): 6.24.10-3 în cadrul "**Grupului de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria-Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima fază și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua fază, cu posibilitatea preluării inclusiv resurse noi din Marea Neagră în a doua și a treia etapă**";
- TYNDP ENTSG 2018: TRA-N-964.
- TYNDP ENTSG 2020: TRA-F-964;

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

Stadiul proiectului:

- **studiul de fezabilitate** a fost finalizat iar în data de 16.09.2016 a fost emis avizul Consiliului Tehnico-Economic (CTE) al Transgaz;
- **studiul de fezabilitate** s-a finalizat și aprobat în cadrul CTE Transgaz la data de 31.05.2017;
- s-a obținut **CertIFICATELE DE URBANISM (CU)** în Martie 2017 de la CJ Constanța și UAT Grădina, Jud. Constanța;
- **acordul de mediu** s-a obținut în data de 24.11.2017;
- **autorizația de construire** de la Ministerul Energiei s-a obținut în baza Legii 185/2016, în data de 20.12.2017; s-au obținut toate avizele/permisele/autorizațiile solicitate prin certificatele de urbanism și s-a obținut Raportul final din data de 29.06.2018, emis de grupul de lucru constituit în baza Ordinului ME nr. 1081/15.12.2017, prin care se constată îndeplinirea în termen a tuturor condițiilor și cerințelor legale în vederea valabilității autorizației de construire nr. 4/20.12.2017 conform dispozițiilor Legii nr. 185/2016;
- **proiectul tehnic** s-a avizat în CTE Transgaz din data de 19.01.2018;
- **procesul de capacitate incrementală pentru PM Vadu** s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractului de transport gaze naturale;
- în luna noiembrie 2018 a fost emisă **Hotărârea de Guvern** nr. 890 din 9 noiembrie 2018 pentru aprobarea listei terenurilor agricole situate în extravilan;
- **notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun (ACPIC) în data de 06.07.2018 și s-a primit aprobarea acesteia în data de 18.07.2018;
- **conceptul privind participarea publicului** pentru Proiect a fost depus la ACPIC în data de 03.08.2018 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin Adresa nr. 111518/09.08.2018;
- consultările publice în baza Regulamentului (UE) 347/2013 s-au desfășurat în 11.09.2018 în următoarele locații: Grădina și Săcele;
- **raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului** a fost elaborat și publicat pe site-ul companiei (pe pagina proiectului);
- **dosarul de candidatură** s-a depus la ACPIC în data de 10.10.2018 și a fost acceptat în 22.10.2018;
- s-a obținut **Decizia Exhaustivă** nr. 3/12.12.2018;
- s-a finalizat procedura de achiziție a lucrărilor de execuție și s-a semnat contractul de execuție.
- au fost demarate lucrările de execuție.

7. Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica Serbia

În contextul prevederilor Strategiei Europene privind Uniunea Energiei și a acțiunilor de implementare a obiectivelor acestei strategii (competitivitate, sustenabilitate și securitatea aprovizionării cu energie), România acordă interes deosebit asigurării dimensiunii securității energetice, dezvoltării infrastructurii energetice prin diversificarea surselor și rutelor de transport energetic, întăririi solidarității între statele membre și asigurării funcționării eficiente a pieței energiei.

În scopul întăririi gradului de interconectivitate între sistemele de transport gaze naturale din statele membre UE și al creșterii securității energetice în regiune, se înscrie și proiectul privind realizarea interconectării Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu cel din Serbia.

Varianta analizată de export gaze naturale spre Serbia este de preluare a gazelor naturale din viitoarea conductă BRUA (faza I).

Proiectul "Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" constă în construirea unei conducte de interconectare a sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Serbia pe direcția Receaș–Mokrin în lungime totală de aproximativ 97 km și a unei stații stații de măsurare gaze naturale.

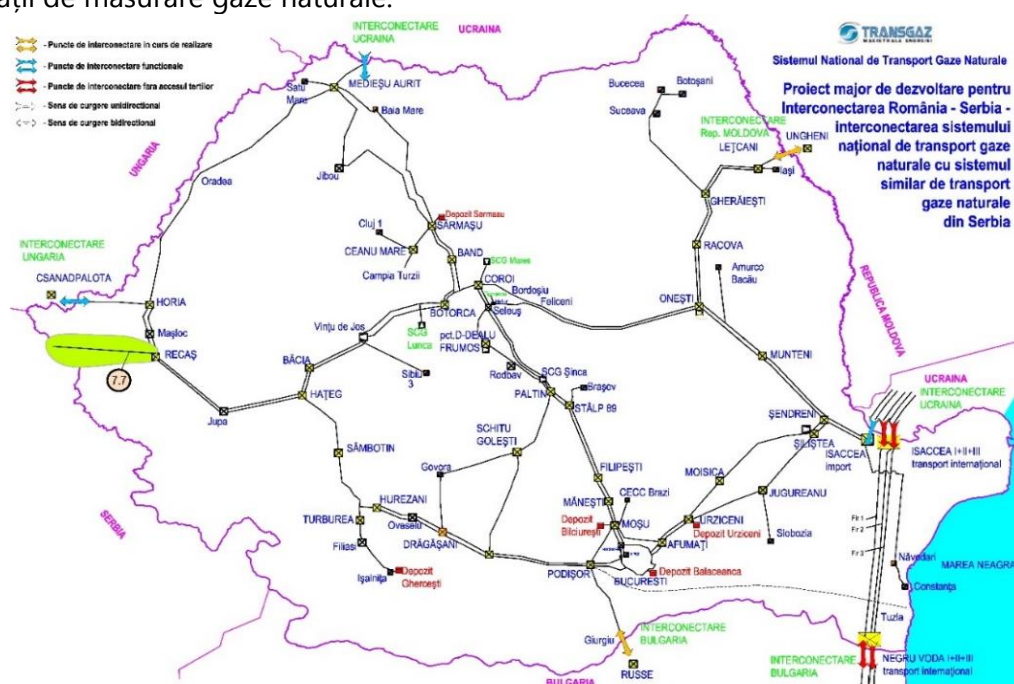


Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Receaș–Mokrin

Descrierea proiectului:

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

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

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

Proiectul va consta în următoarele:

- construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Receaș–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici:
 - presiunea în conducta BRUA zona Receaș: 50-54 bar (PN BRUA–63 bar);
 - diametrul Conduței de interconectare: DN 600;

- capacitate transport: max. 1 mld Smc/an (115 000 Smc/h), pres. în Mokrin: 48,4- 52,5 bar;
- capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), pres în Mokrin: 45,4- 49,9 bar;
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de prefezabilitate	finalizat februarie 2018	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat noiembrie 2018	finalizat
Proiect tehnic și Caiete de sarcini	finalizat ianuarie 2019	finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2019	2020
Demarare procedură pentru achiziția lucrărilor de execuție	2019	2020
Construcție	2019 ÷ 2020	2020- 2021
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2021

Termen estimat de finalizare: anul 2021

Menționăm că exportul de gaze naturale spre Serbia se va realiza după finalizarea proiectului BRUA (Faza I).

În situația în care vor fi preluate gaze naturale din Serbia spre România, acestea pot fi direcționate la consum în zona Timișoara–Arad, prin conducta DN 600 Horia–Mașloc–Recaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2019-2028	actualizat la data raportului
Lucrări de execuție	41,93 mil Euro	43,93 mil Euro
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)	11,83 mil Euro	12,28 mil Euro
TOTAL	53,76 milioane Euro	56,21 milioane Euro

Stadiul proiectului

- s-a semnat un Memorandum de înțelegere între Transgaz și Srbijagas în data de 30.06.2017;
- Transgaz și Srbijagas au elaborat Studiile de Prefezabilitate pentru obiectivele aferente fiecărei țări, soluțiile și datele necesare pentru finalizarea acestora au fost convenite în cadrul întâlnirilor comune;
- procedura de obținere a Acordului de Mediu:
 - s-a obținut Decizia etapei de evaluare inițială nr. 459/08.10.2018;

- s-au depus la APM Timiș următoarele documente: Memoriul de prezentare și Notificare întocmită conform art. 3 al Convenției de la Espoo (în limba română și limba engleză); APM Timiș a transmis Ministerului Mediului documentația;
- în urma transmiterii către Republica Serbia, conform prevederilor Convenției de la Espoo, a notificării privind realizarea proiectului, prin intermediul Ministerului Mediului din Republica Serbia s-a comunicat neparticiparea la procedura de evaluare a impactului în context transfrontalier, astfel procedura de evaluare a impactului asupra mediului va continua conform prevederilor legislației naționale;
- s-a obținut Decizia etapei de încadrare nr. 142/25.06.2019;
- în urma întâlnirilor dintre specialiștii Transgaz și Srbijagas, au fost convenite/stabilite următoarele:
 - conducta va fi proiectată astfel încât să asigure curgerea bidirecțională a unui debit de gaze de 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), cu posibilitate de creștere de până la 2,5 mld Smc/an (285 000 Smc/h), asigurându-se o presiune la Mokrin de 39-45 bar;
 - construirea pe teritoriul României (UAT Comloșu Mare, județul Timiș), la cca. 400 m de graniță, a unei Stații de Măsurare Gaze Fiscală, cu două gări de lansare/primire godevil, una spre Petrovaselo și una spre Mokrin;
 - configurația Stației de Măsurare Gaze Fiscală;
 - punctul de traversare a graniței dintre România și Serbia (materializarea prin țărșare și stabilirea coordonatelor acestuia);
 - montarea unei îmbinări electroizolante la graniță, în punctul de interconectare a celor două sisteme de transport gaze naturale, cu rolul de a separa din punct de vedere catodic cele două sisteme.
- au fost finalizate Studiul de Fezabilitate (avizat în 08.11.2018) și Proiectul Tehnic (avizat în 18.07.2019);
- s-a depus documentația necesară pentru declararea proiectului, prin Hotărâre de Guvern, ca proiect de importanță națională.
- din punct de vedere al interferenței proiectului cu situri Natura 2000, se disting următoarele aspecte:
 - traseul conductei intersectează ROSPA 0142 Teremia Mare-Tomnatic pe o lungime de aproximativ 2300 m și trece prin vecinătatea ROSCI0402 Valea din Sânnandrei la o distanță de aproximativ 100 m;
 - stația de măsurare gaze fiscală este amplasată în afara ariilor naturale protejate dar în vecinătatea ROSPA 0142 Teremia Mare-Tomnatic, la o distanță de cca. 1.620 m.
- s-a depus aplicația pentru accesarea de fonduri nerambursabile prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-1268
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-A-1268.

8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate următoarele Acorduri de Interconectare:

- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Isaccea 1**, încheiat cu PJSC Ukrtransgaz, Ucraina, în data de 19.07.2016;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Negru Vodă 1**, încheiat cu Bulgartransgaz, Bulgaria, în data de 19.05.2016.

Printre acțiunile prevăzute în aceste Acorduri se numără și modernizarea stațiilor de măsurare gaze naturale din cele două puncte de interconectare.

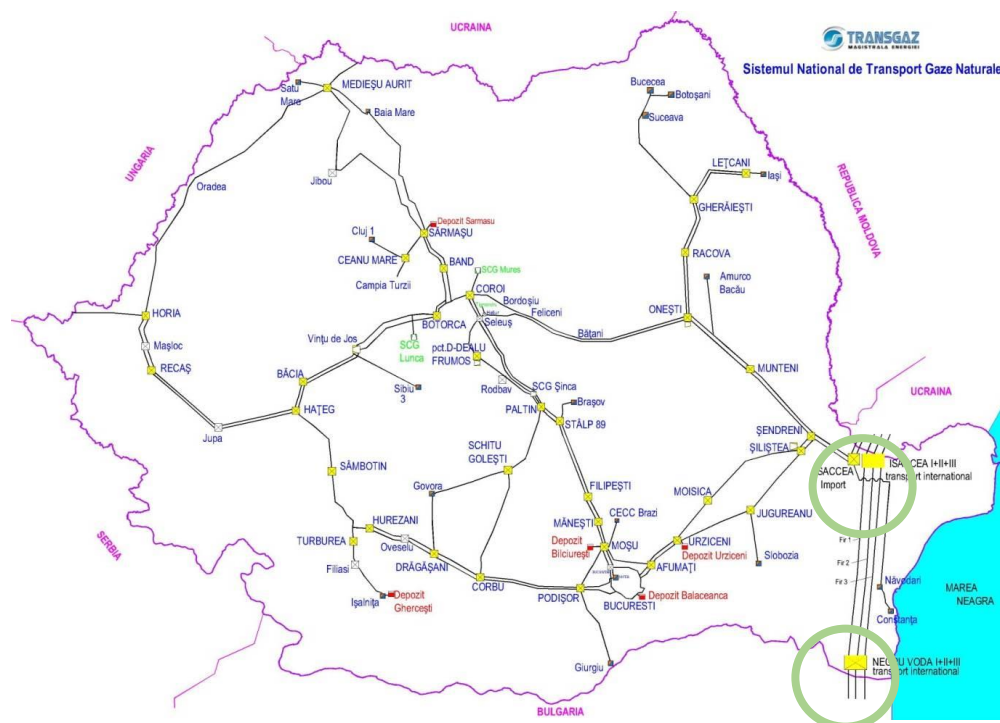


Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

Proiectul "Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1" constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale care să le înlocuiască pe cele existente. În cazul SMG Isaccea 1 stația se va construi în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente.

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 1

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check și Verificare). Sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG.

Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurare, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 1

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare, va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG.

Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurări, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

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

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028		Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului	
	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1
Studiu de fezabilitate	finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)	Finalizat	Finalizat
Proiectare	finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)	Finalizat	În elaborare

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028		Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului	
	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1
Documentație tehnică pt. obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	obținută	2019 (dacă se obține terenul necesar)	Finalizat	2020*
Construcție	2019	2019-2021	2019 – 2020 (în execuție)	2020-2021
Punere în funcțiune/ începere operare	2020	2021	2020	2021

*termenul depinde de reglementarea juridică a terenului

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

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2019-2028	actualizat la data raportului
SMG Isaccea 1	13,88 mil.Euro	13,88 mil.Euro
SMG Negru Vodă 1	12,77 mil.Euro	12,77 mil.Euro
TOTAL	26,65 milioane EURO	26,65 milioane EURO

- modernizare SMG Isaccea 1-conform Proiectului Tehnic;
- modernizare SMG Negru Vodă 1-valoarea se va actualiza la finalizarea Proiectului Tehnic.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-1277
- **TYNDP ENTSOG 2020:** TRA-F-1277

Stadiul proiectului

SMG Isaccea 1:

- s-au finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic;
- s-a obținut Autorizația de Construire;
- s-a finalizat procedura de achiziție;
- s-a semnat contractul pentru execuția lucrărilor.
- s-au demarat lucrările de execuție.

SMG Negru Vodă 1:

- s-a finalizat studiul de fezabilitate;
- este în curs de elaborare Proiectul tehnic.

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

Prin Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport Gaze Naturale, Transgaz și-a propus creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua de gaze naturale europeană.

În acest sens, în completarea proiectului privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Ucraina, Transgaz a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret.

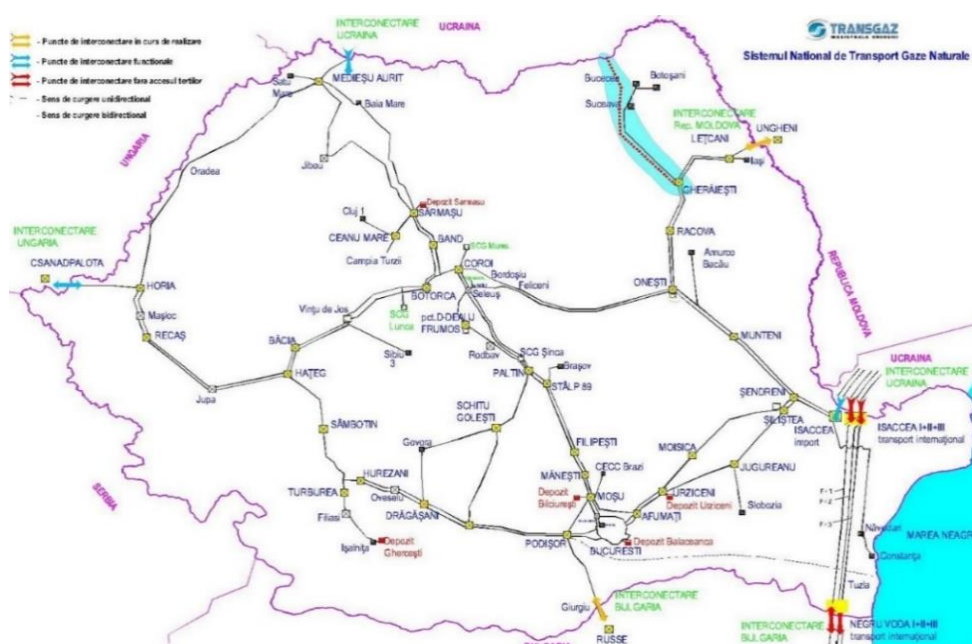


Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești-Siret

Descrierea proiectului:

Proiectul "**Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu Sistemul Național de Transport gaze naturale din Ucraina pe direcția Gherăești-Siret**" constă în:

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

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

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020-2021
Proiectare	2020-2021*	2021-2022*
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2021*	2022*
Construcție	2022-2024*	2022-2024*
Punere în funcțiune/începere operare	2025*	2025*

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

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 125 milioane EURO

Stadiul proiectului

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

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

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

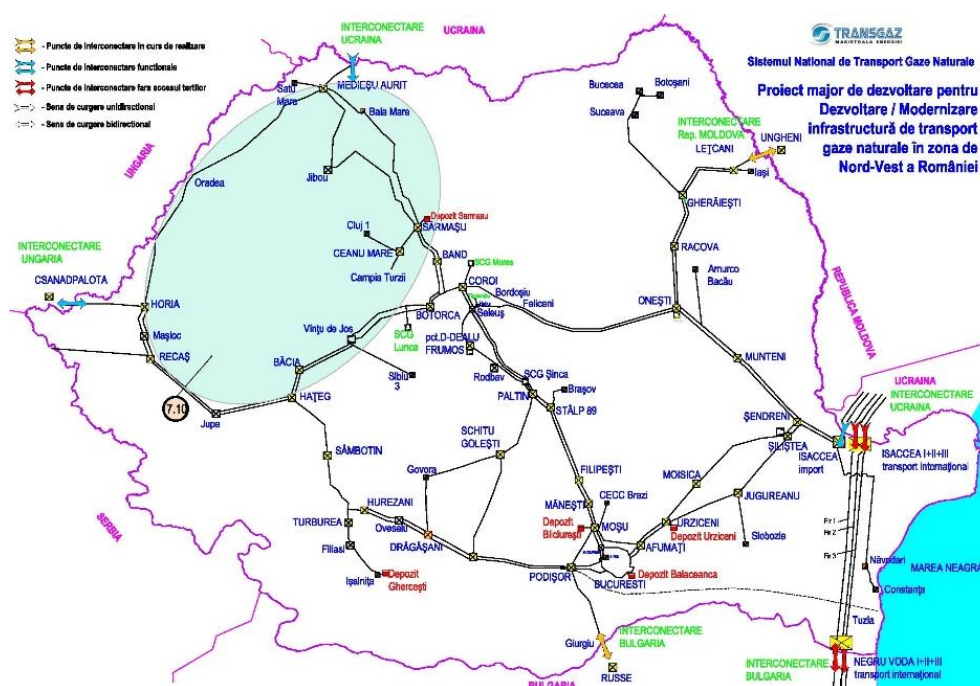


Figura 13- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

Descrierea proiectului

Conform Studiului de Prefezabilitate proiectul constă în:

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

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Etapă 1	2022	2022
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020
Proiectare	2020-2021	2020-2021
Achiziții publice	2021	2021
Construcție	2021-2022	2021-2022
Punere în funcțiune/începere operare	2022	2022
Etapă 2	2025	2025
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020
Proiectare	2021-2022	2021-2022
Achiziții publice	2022	2022

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Construcție	2023-2025	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2025
Etapă 3	2026	2026
Studiu de prefizabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020
Proiectare	2022-2023	2022-2023
Achiziții publice	2023	2023
Construcție	2024-2026	2024-2026
Punere în funcțiune/începere operare	2026	2026

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

Valoarea estimată a investiției: 405 milioane Euro

Stadiul proiectului

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

Încadrare proiect în planuri internaționale:

TYNDP ENTSOG 2020: TRA-N-598

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

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

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

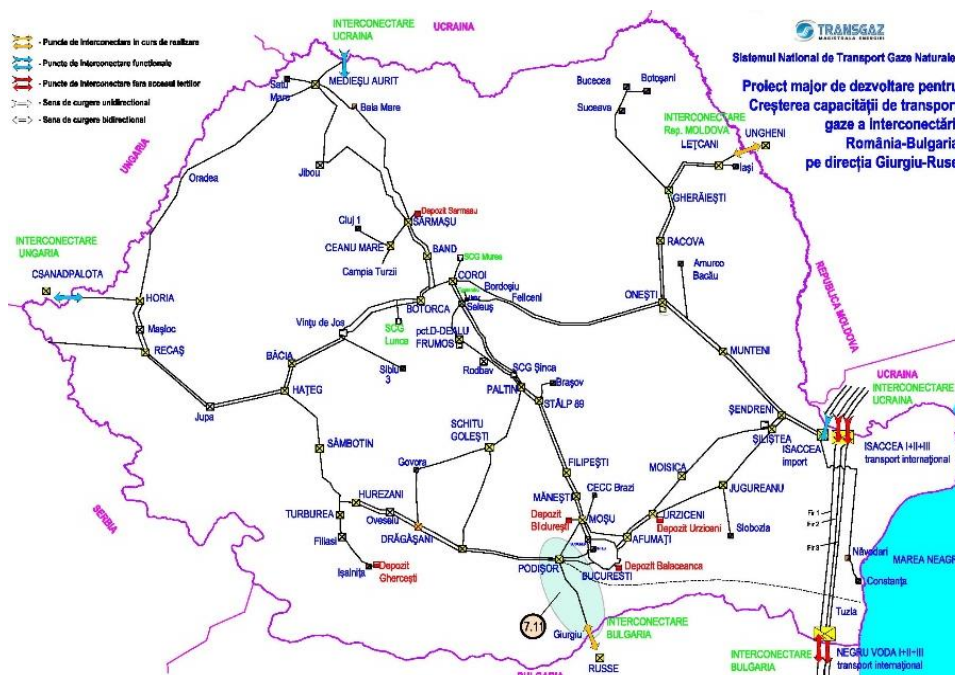


Figura 14- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

Descrierea proiectului

În funcție de capacități, proiectul constă în:

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de prefezabilitate	2019-2020	2019-2020
Studiu de fezabilitate	2020-2021	2020-2021
Proiectare	2022-2024	2022-2024
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2024	2024
Construcție	2025-2027	2025-2027
Punere în funcțiune/începere operare	2027	2027

Termen estimat de finalizare: anul 2027

Valoarea estimată a investiției: 51,8 milioane Euro

Stadiul proiectului

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

12. Eastring-România

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

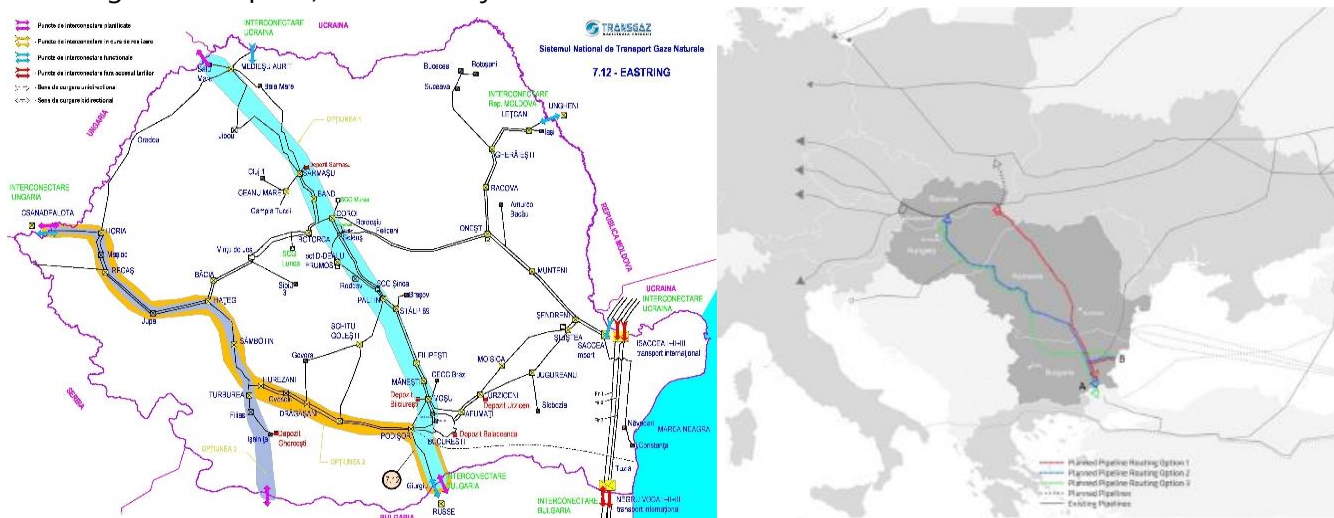


Figura 15- Eastring

Descrierea proiectului

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

EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest—o zonă cu potențial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse. Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est.

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Faza 1	2025	2025
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectare	2019-2023	2019-2023
Achiziții	2022-2023	2022-2023
Construcție	2023-2025	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2025

Faza 2	2030	2030
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectare	2025-2028	2025-2028
Achiziții publice	2028-2029	2028-2029
Construcție	2028-2030	2028-2030
Punere în funcțiune/începere operare	2030	2030

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

Valoarea estimată a investiției:

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

Stadiul proiectului

În anul 2018 a fost finalizat Studiul de Fezabilitate.

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

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.25.1;
- **TYNDP ENTSG 2018 (Eastring-Romania):** TRA-N-655;
- **TYNDP ENTSG 2020 (Eastring-Romania):** TRA-A-655.

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

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

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

Descrierea proiectului

În cadrul SNT, stațiile de protecție catodică reprezintă principalul sistem de protecție activă al conductelor de transport gaze naturale. Există în evidență în acest moment aproximativ 1.038 stații de protecție catodică (SPC).

Reducerea coroziunii conductelor, menținerea acestora în funcțiune pe o durată cât mai lungă de timp și reducerea costurilor cu mentenanța este un obiectiv prioritar.

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

Implementarea unui astfel de sistem va reduce micro-managementul, timpii de test și punere în funcțiune. Arhitectura distribuită va oferi riscuri minime de indisponibilitate și va oferi fiabilitate maximă sistemului de protecție catodică.

Sistemul va fi intuitiv, ușor de utilizat și acceptabil în orice structură de sistem SCADA, iar cerințele de perfecționare a operatorilor sunt scurte și simple.

Implementarea unui astfel de sistem va reduce costurile cu personalul și va specializa personalul de operare și mentenanță.

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	2019	2020
Proiect Tehnic	2019-2020	2020-2021
Studiu de impact asupra mediului	Nu e cazul	-
Obținere Acord de Mediu	Nu e cazul	-
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Nu e cazul	-
Obținerea autorizației de construire	Nu e cazul	-
Luarea deciziei finale de investiție	2020	2020
Construcție	2020-2023	2021-2023
Punere în funcțiune/începere operare	2021-2023	2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 8 milioane EURO

Stadiul actual al proiectului

Proiectul privind "Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale" are parcurse etapele de analiză și planificare urmând ca în perioada februarie-martie 2020 să fie finalizate și avizate documentele tehnice privind *Nota Conceptuală și Tema de Proiectare*-documente cuprinse în calendarul proiectului și care vor sta la baza demarării și parcurgerii etapelor ulterioare de studiu de fezabilitate, proiect tehnic și execuție.

14. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale

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

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

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

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
- Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova;
- Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III);
- Valorificarea resurselor tehnice și energetice ale României prin dezvoltarea de proiecte de interconectare a SNT cu alte sisteme de transport europene (Ucraina, Moldova, Serbia, Ungaria, Bulgaria);
- Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre;
- Interconectarea România-Serbia-interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia;
- Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;
- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret;
- Extinderea, dezvoltarea și re tehnologizarea infrastructurii de transport gaze naturale (dezvoltarea de re tehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare etc.);
- Satisfacerea cerințelor legislative impuse de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) privind integrarea în Sistemul SCADA TRANSGAZ a tuturor

punctelor de ieșire din SNT, care nu au fost incluse în Sistemul SCADA implementat prin Contractul de Furnizare nr.17095/2009.

Securitatea alimentării cu gaze naturale stă la baza oricărei politici energetice—orice întrerupere a livrărilor de gaze naturale are consecințe importante asupra economiilor statelor membre ale UE.

Pentru a întări această securitate, țările Uniunii Europene trebuie să-și diversifice vectorii lor energetici și sursele energetice, dar în același timp să acționeze pentru modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale.

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

Descrierea proiectului

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

- analiza posibilităților de optimizare a arhitecturii sistemului SCADA;
- upgradarea/înlocuirea, la nivelul dispeceratelor SCADA naționale/teritoriale a echipamentelor hardware uzate din punct de vedere moral și fizic în scopul asigurării, prin variantele noi de firmware/sisteme de operare/aplicații software utilizate, a creșterii volumului și puterii de procesare a datelor precum și a gradului de securitate informatică;
- asigurarea unei rezerve de capacitate hardware/software la nivelul dispeceratelor SCADA naționale și teritoriale necesară integrării viitoare în sistemul SCADA a obiectivelor SNT care urmează a fi puse în funcțiune în perioada 2022-2027;
- integrarea suplimentară a circa 170 SRM (Stații de Reglare Măsurare) funcționale la nivelul Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNT);
- asigurarea continuității transmiterii, monitorizării în timp real la dispeceratele SCADA naționale și teritoriale, a parametrilor tehnologici relevanți și necesari din cadrul obiectivelor SNT, în concordanță cu nivelul și ritmul de dezvoltare a instalațiilor tehnologice pe termen scurt și mediu, în scopul monitorizării și operării SNT în condiții de siguranță, eficiență și protecție a mediului înconjurător;
- integrarea automatizărilor locale noi care vor fi puse în funcțiune până în anul 2022 rezultate prin retehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, a nodurilor tehnologice, a robinetelor de secționare amplasate pe conductele magistrale, etc;
- instalarea de sisteme tip SCADA Intrusion Detection System LAN SCADA;
- instalarea de sisteme tip IP&DS dedicate cu supraveghere la nivel de protocoale industriale pentru aplicațiile sensibile (stațiile comandate de la distanță prin sistemul SCADA: noduri tehnologice, stații de interconectare, stații de comprimare, viitoare Sisteme de automatizare conducte);
- instalarea unui sistem de simulare și PMS (Pipeline Monitoring Software) sau NSM (Managementul Programului de Rețea);
- identificarea și asigurarea de soluții tehnice privind securizarea rețelei de date industriale în care sunt instalate sistemele de achiziție date și control (SCADA);
- analizarea oportunităților tehnice privind proiectarea și realizarea unui dispecerat de urgență, în cazul în care studiul referitor la oportunitatea și necesitatea existenței unui

dispecerat de urgență reclamă acest lucru, instruirea personalului operator/tehnici/de mentenanță SCADA pentru utilizarea noilor tehnici și politici de securitate implementate.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020-2021
Proiect Tehnic	2020-2022	2021-2022
Studiu de impact asupra mediului	Nu e cazul	-
Obținere Acord de Mediu	Nu e cazul	-
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Nu e cazul	-
Obținerea autorizației de construire	Nu e cazul	-
Luarea deciziei finale de investiție	2020	2020 -2021
Construcție	2020-2023	2020-2023
Punere în funcțiune/începere operare	2023	2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 5,5 milioane EURO

Stadiul actual al proiectului:

Proiectul privind "Dezvoltarea Sistemului SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale" are deja parcurse primele etape de analiză și planificare urmând ca în perioada februarie-martie 2020 să fie finalizate și avizate documentele tehnice privind-Nota Conceptuală și Tema de Proiectare-documente cuprinse în calendarul proiectului și care vor sta la baza demarării și parcurgerii etapelor ulterioare de studiul de fezabilitate, proiect tehnic și execuție.

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

La data elaborării raportului se află în curs de aprobare **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2020-2029**, care include 3 proiecte noi, după cum urmează:

15. Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2;
16. Modernizare SMG Isaccea 3 și SMG Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3;
17. Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre.

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

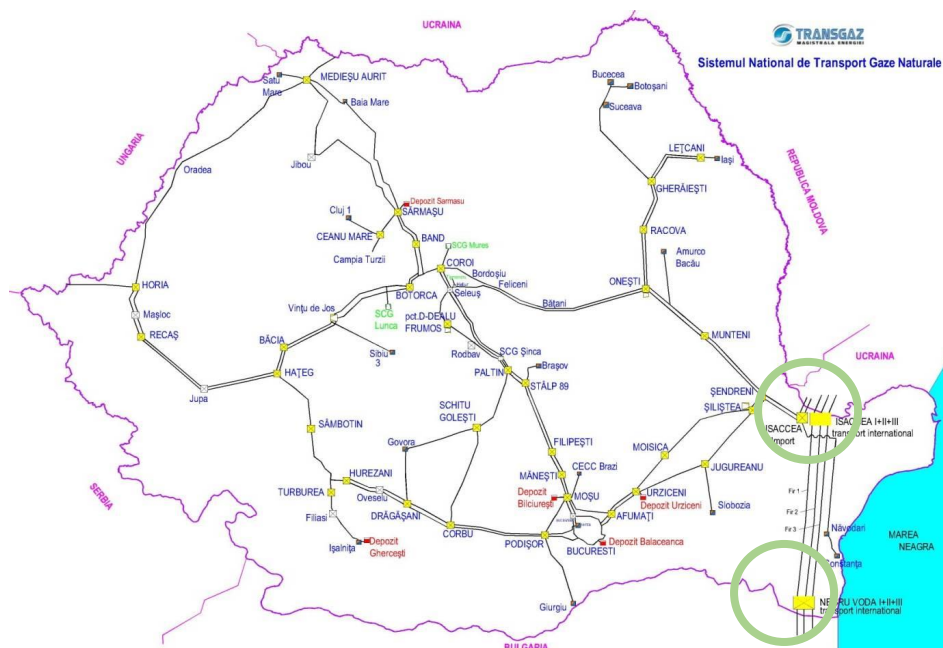


Figura 16 - Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T2

Descrierea proiectului

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

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 2

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check și Verificare); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurare, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 2

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurări, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

* în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria–România–Ucraina.

Termen estimat de finalizare: 2024

Valoarea estimată a investiției: 26,65 milioane EURO

Stadiul actual al proiectului:

Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria–România–Ucraina (culoarul Transbalcanic).

16. Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

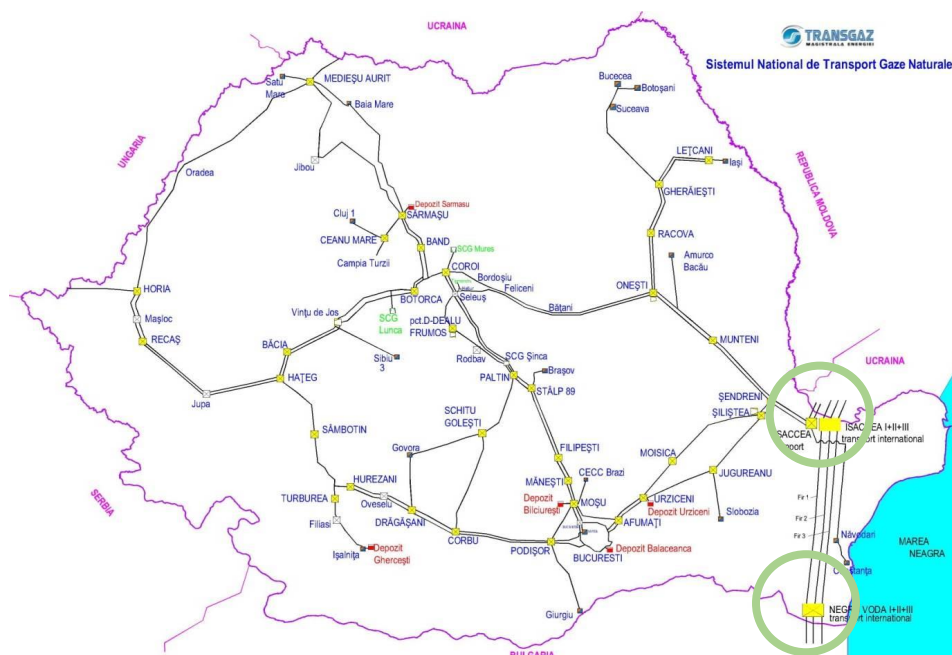


Figura 17- Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Vodă 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T3

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

Descrierea proiectului

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 3

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu trei sisteme de măsurare independente (Pay, Check și Verificare); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurare, se vor inseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va reține din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 3

Stația de Măsurare modernizată va fi dotată cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare:

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;
- instalația de măsurare va fi compusă din mai multe linii de măsurare paralele (în operare și în rezervă) echipate cu contoare cu ultrasunete în scopul măsurării cantităților de gaze naturale livrate, fiecare linie fiind echipată identic cu două sisteme de măsurare independente (Pay și Check); sistemele independente Pay și Check vor utiliza contoare cu ultrasunete dual.

Numărul liniilor de măsurare este suficient pentru a permite măsurarea cantităților de gaze naturale ce vor fi livrate prin SMG. Numărul de linii în operare, va depinde de cantitățile de gaze naturale ce urmează a fi vehiculate prin SMG. Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurări, se vor înseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

În cazul în care unul dintre sisteme nu mai corespunde standardelor și/sau limitelor de eroare stabilite, linia de măsurare respectivă se va închide și se va retrage din operarea normală până la remedierea cauzelor care au produs aceste disfuncționalități.

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

* în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria–România–Ucraina.

Termen estimat de finalizare: 2028

Valoarea estimată a investiției: 26,65 milioane EURO

Stadiul actual al proiectului:

Proiectul se află într-o fază incipientă, urmând a fi dezvoltat în funcție de rezultatele evaluării cererii de piață pentru capacitate incrementală pentru punctele de interconectare situate pe conductele T2 și T3 pe direcția de transport Bulgaria–România–Ucraina (culoarul transbalcanic).

17. Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

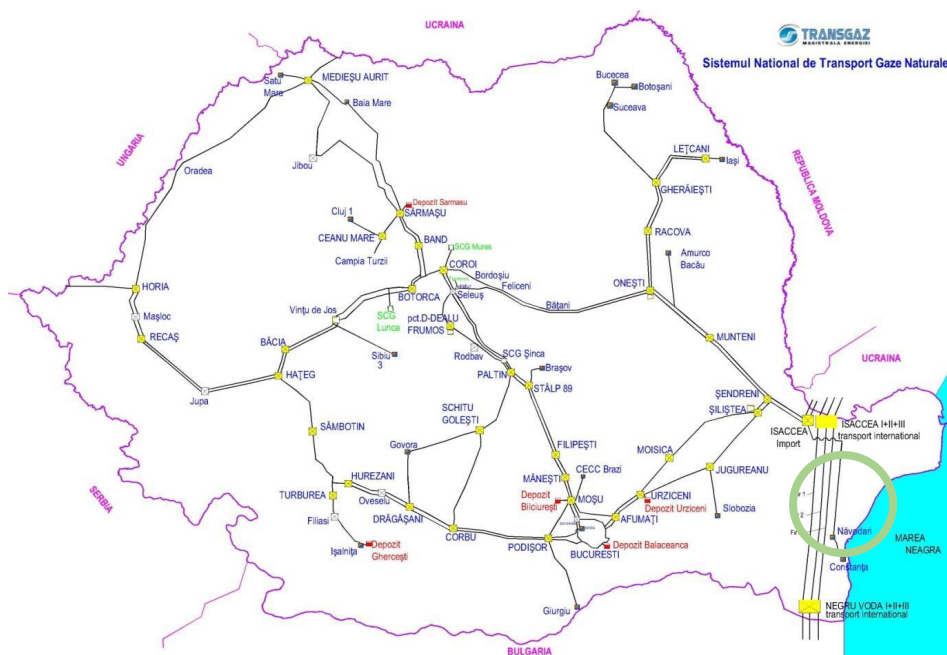


Figura 18 - Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre

Descrierea proiectului

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2021-2022
Proiect Tehnic	2022-2023
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	2024
Obținerea autorizației de construire	2024
Luarea deciziei finale de investiție	2024
Construcție	2025-2026
Punere în funcțiune/începere operare	2026

Termen estimat de finalizare: 2026

Valoarea estimată a investiției: 19,6 milioane EURO

Grad de realizare a "Planului de dezvoltare a SNT pe 10 ani" – semestrul I 2020

Nr. crt.	Denumire proiect	Valoare totală estimată mil.Euro	Programul	Realizări 2013-2019		Realizări Sem.I 2020	TOTAL 2013-Sem.I 2020	
				lei	mil. Euro	lei	lei	mil. Euro
1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA-Faza I		Studii de fezabilitate	4.296.872	0,95	0	4.296.872	0,95
			Proiectare (fără garanții păduri)	44.706.484	9,82	1.333.607	46.040.091	10,10
			Dezvoltare	1.013.019.715	215,95	318.282.354	1.331.302.069	281,66
	TOTAL BRUA-Faza I	478,6		1.062.023.071	226,72	319.615.961	1.381.639.031	292,70
1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA-Faza II		Studii de fezabilitate	-	-	-	-	-
			Proiectare (fără garanții păduri)	1.060.702	0,24	194.437	1.255.139	0,28
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL BRUA-Faza II	74,5		1.060.702	0,24	194.437	1.255.139	0,28
2.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre		Studii de fezabilitate	935.391	0,21	0	935.391	0,21
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	5.468.729	1,22	315.312	5.784.041	1,29
			Dezvoltare	122.245	0,03	1.858.138	1.980.383	0,41
	TOTAL	371,6		6.526.365	1,46	2.173.450	8.699.815	1,91
3.	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea		Studii de fezabilitate	765.438	0,17	0	765.438	0,17
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	2.120.521	0,46	249.295	2.369.816	0,51
			Dezvoltare	42.296.155	8,87	156.961.814	199.257.969	41,27
	TOTAL	77,7		45.182.114	9,5	157.211.109	202.393.223	41,96
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		Studii de fezabilitate	3.463.535	0,85	0	3.463.535	0,85
			Proiectare (fără garanții păduri)	8.573.511	1,89	179.156	8.752.667	1,93
			Dezvoltare	-	-	157.907.637	157.907.637	32,6
	TOTAL	174,25		12.037.046	2,74	158.088.793	170.123.839	35,38
5.	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria – Austria (BRUA-Faza III)		Studii de fezabilitate	0	0	0	0	0
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	0	0	0	0	0
			Dezvoltare	0	0	0	0	0
	TOTAL	530		0	0	0	0	0
6.	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.		Studii de fezabilitate + Proiectare	629.716	0,14	3.260	632.976	0,14
			Dezvoltare	14.288.689	3,12	3.552.514	17.841.203	3,85
			TOTAL	9,14		14.918.405	3,26	3.555.774
7.	Interconectarea România-Serbia		Studii de fezabilitate + Proiectare	2.587.216	0,54	122.910	2.710.126	0,57
			Dezvoltare	1.804.997	0,38	5.060	1.810.057	0,38
			TOTAL	56,21		4.392.213	0,92	127.970
8.	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1		Studii de fezabilitate + Proiectare	2.010.512	0,44	236.300	2.246.812	0,49
			Dezvoltare	1.833.849	0,38	7.294.457	9.128.305	1,89
			TOTAL	26,65		3.844.361	0,82	7.530.757
9.	Interconectare România - Ucraina pe direcția Gherăești - Siret		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	125		0	0	0
10.	Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	177.133	177.133	0,04
			Dezvoltare	-	-	0	0	0
			TOTAL	405		0	0	177.133
11.	Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	51,8		0	0	0
12.	Eastring-România		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	1.654		0	0	0
13.	Sistem de monitorizare, control și achizitie de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	205.001	205.001	0,04
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	8		0	0	205.001
14.	Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	5,5		0	0	0
TOTAL GENERAL		4.048		1.149.984.276	245,66	648.878.385	1.798.862.661	379,62

Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani –sem.I 2020

3.2. Accesare Fonduri Europene

Activitatea de accesare a fondurilor nerambursabile

Activități desfășurate pentru identificarea oportunităților de finanțare a proiectelor Transgaz și pentru accesarea fondurilor nerambursabile:

- monitorizarea constantă a surselor de finanțare nerambursabilă gestionate de structurile Comisiei Europene și a site-urilor acestora privind lansarea/deschiderea apelurilor de proiecte;
- monitorizarea site-ului "Energy Community" privitor la surse de finanțare relevante pentru proiectele Transgaz;
- monitorizarea constantă a site-urilor Programelor Operaționale gestionate de Ministerul Fondurilor Europene (MFE) prin Autoritățile de Management (AM), în legătură cu lansarea apelurilor de proiecte pentru care Transgaz este eligibilă, a Instrucțiunilor și Ordinelor privind implementarea proiectelor cu finanțare nerambursabilă;
- urmărirea și însușirea noutăților legislative europene și naționale, privind fondurile nerambursabile, programele operaționale, gestionarea financiară, etc. .
- participarea în cadrul structurilor constituite de Ministerul Fondurilor Europene, pentru elaborarea documentelor programatice 2021-2027 și la webinarul online susținut de Comisia Europeană privind orientările pentru infrastructura energetică transeuropeană, de revizuire a Regulamentului TEN-E, (UE) nr.347/2013;
- cooperarea cu Autoritatea de Management (AM) pentru Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM), cu scopul de a identifica noi posibilități de finanțare pentru proiectele Transgaz în cadrul Axei Prioritare (AP) 8, Obiectiv Specific (OS) 8.2 "Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport gaze Naturale cu alte state vecine";
- promovarea finanțării din POIM a proiectului "Interconectarea Sistemului național de Transport Gaze naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia", proiect prevăzut în Planul de Dezvoltare al SNTGN Transgaz S.A. 2019-2028. În acest sens s-au demarat procedurile de accesare a finanțării nerambursabile:
 - verificarea existenței documentelor primare;
 - verificarea, revizuirea și finalizarea Studiului de Fezabilitate, pentru a se asigura compatibilitatea cu cerințele specifice finanțărilor prin POIM și cu legislația în materie în vigoare;
 - pregătirea și întocmirea dosarului Cererii de Finanțare împreună cu anexele aferente;
 - depunerea unui prim draft al dosarului Cererii de Finanțare
- a fost identificată oportunitatea de finanțare pentru proiectul "TransGasFormation", în cadrul POCU, AP 3, OS 3.8 "Creșterea numărului de angajați care beneficiază de instrumente, metode, practici, etc., standard de management al resurselor umane și de condiții de lucru îmbunătățite în vederea adaptării activității la dinamica sectoarelor cu potențial competitiv identificate conform SNCI/domeniilor de specializare inteligentă conform SNCI". În acest sens s-au demarat procedurile de accesare a finanțării nerambursabile pentru proiectul "TransGasFormation" :
 - verificarea existenței documentelor primare;
 - pregătirea și întocmirea dosarului Cererii de Finanțare și a Anexelor aferente;
 - întocmirea bugetului proiectului și identificarea cheltuielilor eligibile și neeligibile;

- încărcarea datelor privind Cererea de Finanțare, în sistemul MySMIS 2014+ (cererea a fost transmisă în data de 30 ianuarie 2020 și a fost admisă după etapa de evaluare administrativă și a eligibilității);
- gestionarea solicitărilor de clarificare venite din partea AM POCU, (Cererea de Finanțare a fost admisă după etapa de evaluare tehnică și financiară);
- preluarea și însușirea Notificării din partea AM POIM, prin care Cererea de Finanțare a fost admisă pentru finanțare nerambursabilă (accesarea fondurilor a fost realizată);
- pregătirea/întocmirea/finalizarea dosarului de contractare pentru proiectul "TransGasFormation", (contractul de finanțare a fost semnat în data de 17 iunie 2020);
- s-a identificat oportunitatea de finanțare a proiectelor, privind îmbunătățirea nivelului de competențe digitale pentru angajații din întreprinderi mari, în cadrul Programului Național "Competențe Digitale pentru angajații din întreprinderi mari", finanțat prin POCU 2014-2020.

Pentru proiectele care au obținut finanțare nerambursabilă din fonduri europene, aflate în implementare, s-au desfășurat următoarele activități generale:

- întocmirea de rapoarte de progres, notificări, acte adiționale, rapoarte de durabilitate și adrese, privind gestionarea proiectelor TRANSGAZ beneficiare de finanțări nerambursabile din fonduri europene, documente care au fost transmise periodic Instituțiilor finanțatoare, în conformitate cu prevederile din Deciziile/Contractele de finanțare;
- asigurarea relației de comunicare între Unitatea de Implementare Proiect și Autoritatea de Management.

Proiectele TRANSGAZ co-finanțate din fonduri nerambursabile, aflate în implementare sunt:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport în direcția Bulgaria-România-Ungaria-Austria, lucrările de execuție Stadiu I („acțiunea”), număr acțiune 7.1.5-0029-RO-W-M-15

Proiectul este co-finanțat prin Mecanismul de Conectare a Europei.

Direcția Fonduri Europene a derulat următoarele activități:

- asigurarea transmiterii către INEA a rapoartelor actualizate primite de la UMP BRUA;
- colaborare cu personalul din Unitatea de Management de Proiect BRUA cu privire la depunerea Cererii de plată intermediară a soldului și achiziționarea serviciilor de audit în vederea finalizării Raportului de audit.

2. Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova

Proiectul este co-finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020.

Direcția Fonduri Europene a derulat următoarele activități:

- urmărirea îndeplinirii obligațiilor TRANSGAZ prevăzute în contractul de finanțare nr. 226/22.11.2018, încheiat cu Autoritatea de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020;
- elaborarea documentelor aferente raportărilor lunare și săptămânale, conform prevederilor contractului de finanțare nr. 226/22.11.2018;
- pregătirea și depunerea documentației de atribuire aferentă contractelor încheiate, la AMPOIM; încărcarea întregii documentații de atribuire și pe platforma MySMIS;

- elaborarea documentelor aferente modificărilor intervenite pe parcursul implementării proiectului, în vederea informării/notificării Autorității de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020:
 - întocmirea unui număr de cinci Notificări și a unui Act Adițional;
 - refacerea bugetului proiectului și a calendarului de implementare;
 - actualizarea informațiilor pe platforma MySMIS legate de contractele de achiziții publice, acte adiționale, referate de necesitate, proceduri anulate, proceduri reluate, cerere de rambursare de costuri;
 - participarea la întocmirea Cererii de rambursare nr. 2–depusă în data de 30 martie 2020;
- gestionarea contului TRANSGAZ de pe platforma MySMIS aferent proiectului;
- informarea departamentelor implicate în derularea proiectului cu privire la prevederile legislative care au impact asupra implementării proiectului;
- gestionarea relației de comunicare cu Autoritatea de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020.

3. "TransGasFormatin"

Proiectul în valoare totală de 2.164.155,70 lei, finanțat prin POCU, AP 3, OS 3.8 "Creșterea numărului de angajați care beneficiază de instrumente, metode, practici standard de management al resurselor umane și de condiții de lucru îmbunătățite în vederea adaptării activității la dinamica sectoarelor economice", a accesat un grant în valoare de 710.259,60 lei.

S-a demarat acțiunea de implementare a proiectului prin:

- pregătirea, întocmirea și afișarea materialului de informare și publicitate;
- pregătirea și întocmirea tabelului cu activități de implementare;
- pregătirea și întocmirea Notificării de modificare a contractului de finanțare;
- pregătirea și întocmirea referatului de necesitate pentru achiziția unui pachet de servicii de formare profesională, cazare și masă, privind desfășurarea cursurilor de formare profesională pentru personalul din cadrul Departamentului de Resurse Umane.

Pentru proiectele care au obținut finanțare nerambursabilă din fonduri europene, aflate în perioada post-implementare, s-au desfășurat următoarele activități:

Modernizare Stația de Turbocompresoare-Șinca și instalațiile aferente

În conformitate cu dispozițiile contractului de finanțare s-a întocmit și transmis către Ministerul Energiei, Organismul Intermediar pentru Energie (OIE) Raportul privind Durabilitatea Investiției, împreună cu documentele anexă, aferent perioadei ianuarie-decembrie 2019.

Activități desfășurate pe platforma AEGIS (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) pentru proiectele TRANSGAZ cuprinse în Ten-Year Network Development Plan (TYNDP):

- extragerea de pe platforma de comunicare ACER, a documentelor/chestionarelor referitoare la proiectele TRANSGAZ;
- transmiterea chestionarelor responsabililor de proiecte, în vederea completării;
- verificarea informațiilor completate și introducerea datelor actualizate aferente proiectelor TRANSGAZ pe platforma ACER.

Principalele activități derulate au avut ca focus identificarea de noi linii de dezvoltare a infrastructurii TRANSGAZ finanțabile din fonduri nerambursabile UE sau proiecte de dezvoltare ce ar putea fi incluse pe viitor la finanțare din fonduri europene.

3.3 Cooperare Internațională

În contextul actual, în care noi coridoare de transport pentru gazele naturale sau noi soluții alternative sunt necesare pentru diversificarea surselor de aprovizionare și creșterea siguranței energetice a Statelor Membre ale Uniunii Europene, implementarea cât mai rapidă a Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNTGN) – prin realizarea unor proiecte care să creeze viitoare magistrale de transport cu impact regional semnificativ – este de o importanță majoră pentru rolul strategic al României în domeniul energetic.

Îndeplinirea obiectivelor strategice ale companiei necesită o strânsă colaborare a TRANSGAZ cu instituțiile românești (ministere, agenții, organisme intermediare, autorități competente, etc), cu Directoratul General pentru Energie din cadrul Comisiei Europene, cu Operatorii Sistemelor de Transport Gaze naturale din țările învecinate (Bulgaria, Ungaria, Moldova, Ucraina, Serbia), dar și cu companii din sectorul gazelor naturale și cu alți Operatori ai Sistemelor de Transport Gaze Naturale din Uniunea Europeană (Spania, Franța, Belgia, Grecia, țările Central Sud-Est Europene) și din țări non-UE, dar cu impact în special asupra zonei Balcanice și a Coridorului Sudic de transport al gazelor naturale (Turcia, Azerbaidjan, Turkmenistan, Georgia și Iran).

Colaborarea cu Operatorii de Transport Gaze naturale din statele învecinate (Bulgaria, Ungaria, Ucraina, Moldova, Serbia) în vederea implementării și operării în comun a interconectărilor transfrontaliere

BULGARTRANSGAZ EAD (Bulgaria)

În ceea ce privește operarea în comun a punctului de interconectare transfrontalieră Ruse-Giurgiu și a punctelor de interconectare transfrontalieră Negru Vodă I, II și III.

A fost menținut contactul cu reprezentanții Bulgartransgaz în ceea ce privește operarea punctului de interconectare transfrontalieră Ruse/Giurgiu și a punctelor de interconectare transfrontalieră Negru Vodă I, II și III, precum și în legătură cu tranzacționarea capacității aferente, în conformitate cu cadrul de reglementare aplicabil.

Colaborarea între părți are la bază Acordurile de Interconectare pentru Punctele de Interconectare Ruse/Giurgiu și Negru Vodă I încheiate în anul 2016 și actele adiționale aferente. Aceste acorduri prevăd procedurile de nominalizare, corelare și alocare a cantităților pe conductele de interconectare și stabilesc detaliile tehnice legate de operarea și exploatarea stațiilor de măsurare aferente celor două puncte și sunt guvernate de prevederile Regulamentului (UE) 703/2015 *de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date*.

În acest sens, Părțile au colaborat pentru: Convenirea și semnarea amendamentelor necesare la Acordul de Interconectare pentru punctul de interconectare Ruse-Giurgiu și Acordul de Interconectare pentru punctul de interconectare Negru Vodă 1.

În ceea ce privește Punctul de Interconectare Negru Vodă 2+3/Kardam, având în vedere faptul că pe teritoriul Bulgariei conductele de transport internațional Tranzit 2 și 3 se unifică, TRANSGAZ și Bulgartransgaz au convenit asupra elaborării unui singur acord de interconectare la nivelul unui punct virtual de interconectare, PI Negru Vodă 2+3/Kardam.

Pentru punctul virtual de interconectare Negru Vodă 2,3/Kardam, TRANSGAZ și Bulgartransgaz au reluat discuțiile cu privire la încheierea unui Acord de Interconectare.

Ca urmare a finalizării procesului de consultare publică în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2015/703 al Comisiei din 30 aprilie 2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date (INT-NC), clauzele acestui Acord au fost convenite între părți, Acordul urmând să fie încheiat după îndeplinirea următoarelor condiții:

- încheierea Acordului de Interconectare privind PVI Isaccea 2,3;
- amendarea contractului istoric cu Gazprom Export privind Conducta T3.

În perioada raportării, Părțile au finalizat și publicat Raportul privind Evaluarea Cererii Comune de capacitate incrementală între România și Bulgaria.

Părțile au stabilit împreună ofertele de capacitate grupată pe punctele de interconectare comune în ambele direcții de transport pentru licitațiile anuale de capacitate programate în data de 6 iulie 2020, în conformitate cu calendarul ENTSG.

FGSZ Ltd. (Ungaria):

Proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului de transport Bulgaria-România-Ungaria-Austria”:

- a fost menținut contactul cu FGSZ pentru dezvoltarea coordonată a proiectului BRUA;
- Părțile au derulat o procedură de Sezon Deschis Angajant pentru alocarea capacității incrementale de transport gaze naturale în punctul de interconectare Csanádpalota dintre România și Ungaria, în conformitate cu Manualul Procedurii de Sezon Deschis Angajant (postat pe paginile de internet ale ambelor companii); perioada III de depunere a ofertelor s-a încheiat la data de 31 martie 2020.

Rezultatul testului economic IV derulat de cele două companii a fost negativ, iar Raportul Comun aferent a fost publicat pe paginile de internet ale Transgaz și FGSZ. Potrivit acestui Raport, Procedura de Sezon Deschis Angajant a încetat.

Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Csanádpalota, în conformitate cu Codurile europene de Rețea (CAM, BAL, INT):

- în temeiul Acordului de Interconectare încheiat pentru Punctul de Interconectare Csanádpalota, încheiat în 2015 între TRANSGAZ și FGSZ în conformitate cu prevederile Regulamentului nr. 703 (UE) 2015/703 al Comisiei, din 30 aprilie 2015, de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date;
- părțile au menținut contactul în ceea ce privește actualizarea Acordului de Interconectare privind PI Csanádpalota în conformitate cu prevederile regulamentelor europene aplicabile;
- având în vedere starea de urgență declarată atât în România și în Ungaria din cauza pandemiei generate de COVID-19, în data de 12 martie 2020, au fost anulate orice întâlniri fizice cu reprezentanții FGSZ, urmând ca toate discuțiile bilaterale să aibă loc prin intermediul căilor de comunicații electronice.
- În perioada raportării, Părțile au finalizat și publicat Raportul privind Evaluarea Cererii Comune de capacitate incrementală între România și Ungaria.
- Părțile au stabilit împreună oferta de capacitate grupată și negrupată pe punctul de interconectare comune în ambele direcții de transport pentru licitațiile anuale de capacitate programate în data de 6 iulie 2020, în conformitate cu calendarul ENTSG.

Implementarea cerințelor impuse de Regulamentul UE nr. 459/2017 (CAM NC–Codul de rețea european privind Mecanismele de Alocare a Capacității) de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013:

- în temeiul Acordului de Afiliere OTS la Platforma Regională de Rezervare a Capacității (RBP) pentru tranzacționarea capacității grupate și negrupate în punctele de interconectare transfrontalieră cu sistemele de transport gaze din Ungaria și Bulgaria; în vederea maximizării ofertelor de capacitate agregată, TRANSGAZ colaborează anual cu FGSZ prin convenirea anuală a capacităților tehnice și disponibile pentru Punctul de Interconectare comun Csanádpalota.

OTS Ucraina LLC (Ucraina):

În ceea ce privește operarea în comun a punctelor de interconectare transfrontalieră Isaccea 1 /Orlovka, Isaccea 2,3/Orlovka și Medieșu Aurit/Tekovo a fost menținut contactul cu reprezentanții OTS Ucraina LLC.

Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Isaccea 1/Orlovka

Colaborarea între părți pentru operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Isaccea 1/Orlovka are la bază Acordul de Interconectare încheiat în anul 2016 și amendamentul referitor la implementarea curgerii fizice bidirecționale în acest punct de interconectare, semnat în luna decembrie 2019.

Acest acord este guvernat de prevederile Regulamentului (UE) 703/2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date.

În ceea ce privește Punctul de Interconectare Isaccea 1/Orlovka, a fost introdusă curgerea bidirecțională a gazelor și, în acest sens, în luna decembrie 2019, Transgaz și Ukrtransgaz și OTS Ucraina LLC au amendat Acordul de Interconectare relevant.

Operarea Punctului Virtual de Interconectare Isaccea 2,3/Orlovka

Părțile se află în curs de negociere a Acordului de Interconectare. În acest sens părțile au derulat la sfârșitul anului 2017 consultarea publică comună cu privire la regulile comerciale aplicabile în PVI Isaccea 2,3.

Operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo

În ceea ce privește operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo, părțile sunt în proces de negociere a unui Acord de Interconectare.

Regulile de Afaceri din Acordul de Interconectare privind Punctul de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit/Tekovo au fost supuse unui proces de consultare publică care s-a derulat în perioada 1 iulie–1 septembrie 2017, părțile publicând ulterior o declarație comună privind rezultatele consultării publice.

În ianuarie și februarie 2020, au avut loc mai multe întâlniri ale grupurilor de lucru tehnice comune, în cadrul cărora a fost convenit un program de verificări în vederea stabilirii conformității cu standardele ISO și EN a tuturor stațiilor de măsurare gaze de la punctele transfrontaliere dintre Ucraina și România (SMG Tekovo, SMG Medieșu Aurit, SMG Orlovka Import Romania, SMG Isaccea Import Romania).

După parcurgerea etapelor de verificare convenite, părțile au în vedere încheierea acordurilor de interconectare privind punctele de interconectare Isaccea 2,3 și Medieșu Aurit.

Datorită stării de urgență instituite pe teritoriul României în urma declanșării pandemiei generate de virusul de tip COVID-19, au fost luate măsuri de restricționare a deplasărilor și, în acest context, programul de verificări a fost suspendat, verificările fiind reluate de Transgaz la mijlocul lunii iunie.

VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):

În baza deciziei AGEA, la data de 18.12.2017, a fost înființată la Chișinău, compania Eurotransgaz SRL, având ca asociat unic SNTGN TRANSGAZ SA din România.

În îndeplinirea obiectului său de activitate, Eurotransgaz SRL a participat la concursul investițional privind Vestmoldtransgaz.

În data de 26 februarie 2018, Comisia pentru desfășurarea concursurilor de privatizare din Republica Moldova a anunțat rezultatul concursului prin care Eurotransgaz SRL a devenit câștigătorul acestei competiții.

În data de 28 martie 2018 Eurotransgaz a semnat contractul de preluare a Vestmoldtransgaz Chișinău.

Vestmoldtransgaz are în vedere atingerea obiectivului strategic asumat privind construirea conductei de transport gaze naturale Ungheni-Chișinău.

Proiectul Ungheni-Chișinău, declarat de interes național în Republica Moldova, prin Legea nr. 105/09.06.2017, presupune construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 120 km, trei stații de predare a gazelor naturale (două în Chișinău și una în Ungheni, localitatea Semeni) și dotarea centrului de dispecerizare și dirijare de la Ghidighici. Rețeaua de transport gaze naturale pe ruta Ungheni-Chișinău reprezintă cea de-a doua etapă a proiectului de interconectare Iași-Ungheni-Chișinău.

Gazoductul Ungheni-Chișinău a fost finalizat la finele lunii iulie 2020 și devenit operațional cu data de 1 august 2020.

În prezent, Părțile poartă discuții privind încheierea Acordului de Interconectare privind Punctul de Interconectare Ungheni. În luna iunie a avut loc consultarea publică privind regulile de afaceri din Acordul de Interconectare privind Punctul de Interconectare Ungheni.

SRBIJAGAS (Serbia):

În anul 2017, SNTGN TRANSGAZ SA și JP Srbijagas au semnat Memorandumul de Înțelegere privind dezvoltarea cooperării între cele două companii.

Documentul face parte dintr-o serie de demersuri pentru consolidarea cooperării bilaterale în domenii de activitate specifice operatorilor de sistem și de transport gaze naturale din România și din Serbia și stabilește un cadru pentru avansarea proiectelor de interes reciproc.

Prin crearea infrastructurii necesare interconectării sistemelor de transport gaze naturale, TRANSGAZ și Srbijagas își propun să contribuie la creșterea predictibilității în furnizarea de

energie în regiune, prin alternative ce pot fi mai eficiente față de soluțiile de aprovizionare cu gaze naturale oferite de alte variante.

Părțile colaborează în vederea implementării proiectului "Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia pe direcția ARAD-MOKRIN" care presupune construirea unei conducte noi de transport gaze naturale, ce va asigura conexiunea dintre conducta magistrală de transport gaze naturale "BRUA" și Nodul Tehnologic Mokrin din Serbia.

TRANSGAZ și Srbijagas au finalizat Studiile de Prefezabilitate și de Fezabilitate și Proiectul Tehnic.

Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:

Shipperi și companii producătoare/de înmagazinare gaze naturale la nivel național și internațional:

(Gazprom Export, Bulgargaz, concesionari ai unor perimetre on-shore și off-shore din România (ExxonMobil, Lukoil, OMV Petrom, Black Sea Oil & Gas, Romgaz, DEPOGAZ, CONPET).

GAZPROM EXPORT (Federația Rusă):

În data de 31 decembrie 2019 a expirat contractul cu Gazprom Export pentru transportul internațional de gaze naturale pe conducta Tranzit II.

În prezent sunt în derulare relațiile contractuale bilaterale aferente conductei Tranzit III.

Părțile poartă discuții privind amendarea contractului de tranzit pe conducta Tranzit III în scopul creării premiselor încheierii Acordurilor de Interconectarea cu OTS LLC Ucraina și Bulgartransgaz EAD Bulgaria.

BULGARGAZ (Bulgaria):

După expirarea, la data de 1 octombrie 2016, a contractului istoric de transport încheiat între TRANSGAZ și Bulgargaz în ceea ce privește conducta de transport internațional Tranzit 1, cadrul reglementativ european a fost aplicat pentru a governa operațiunile aferente rezervării de capacități pe conducta Tranzit 1: procedurile de nominalizare, corelare și alocare a capacității în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 703/2015 *de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date* și ale Regulamentului (UE) 984/2015 *de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității*.

Aceste reglementări prevăd de asemenea norme referitoare la condițiile de acces ale tuturor utilizatorilor la sistemele de transport al gazelor naturale pentru a se asigura funcționarea corespunzătoare a pieței interne—norme care vizează aplicarea unui tratament transparent și nediscriminatoriu în raportul dintre operatori și toți potențialii utilizatori de rețea.

Începând cu luna octombrie 2016, Bulgargaz a participat constant la licitațiile de capacitate anuală, trimestrială și lunară organizate, în mod transparent de TRANSGAZ, prin intermediul platformei de tranzacționare a capacității (Platforma Regională de Rezervare - Regional Booking Platform, RBP).

TRANSGAZ colaborează cu concesionari ai perimetrelor on-shore și off-shore din România pentru un schimb regulat de informații de natură tehnică, economică, financiară și juridică având ca și scop coordonarea dezvoltărilor necesare în Sistemul Național de Transport Gaze Naturale.

Colaborarea cu Operatorii Sistemelor de Transport europeni și adiacenți în cadrul Proiectului Coridorul Trans-Balcanic

În cadrul inițiativei CESEC, sub patronajul Comisiei Europene, TRANSGAZ împreună cu alți Operatori de Sisteme de Transport Gaze Naturale au semnat Memorandumul de Înțelegere privind Abordarea și planul de acțiuni comune în ceea ce privește transportul bidirecțional de gaze naturale prin conductele transbalcanice în vederea depășirii provocărilor aferente diversificării și siguranței în aprovizionare (Memorandum-ul de Înțelegere privind Coridorul Trans-balcanic).

În marja reuniunii CESEC din 8-9 Septembrie 2016, de la Budapesta, sub egida Comisiei Europene și în prezența înalților reprezentanți de la Bruxelles și ai miniștrilor energiei din țările CESEC a fost semnat Memorandum-ul de Înțelegere privind Coridorul Trans-balcanic între Operatorii Sistemelor de Transport Gaze Naturale din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina - DESFA, Bulgartransgaz, TRANSGAZ și Ukrtransgaz.

Acest Memorandum de Înțelegere definește intenția comună a operatorilor de transport gaze naturale de pe Coridorul Balcanic de a asigura, prin activități coordonate (inclusiv proiecte de infrastructură), fluxuri fizice, reversibile de gaze naturale pe direcția Grecia–Bulgaria–România – Ucraina, prin intermediul conductelor trans-balcanice, după anul 2019 și creează premisele creșterii siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale la nivel regional.

În data de 28 septembrie 2017, în marja Reuniunii Grupului CESEC la Nivel Înalt a avut loc la București prima întâlnire de lucru a părților semnatare ale Memorandum-ului de Înțelegere, organizată de TRANSGAZ, sub patronajul Comisiei Europene și sub coordonarea DG ENER. La această întâlnire - prezidată de domnul Klaus-Dieter Borchardt (Director DG ENER) - a fost invitată să participe și compania moldavă Moldovagaz care operează de asemenea un sistem de transport integrat în Coridorul Balcanic.

În baza acestui Memorandum a fost constituit un grup de lucru comun în vederea identificării unor soluții eficiente în ceea ce privește capacitatea conductelor Trans-Balcanice.

TRANSGAZ participă activ la activitatea Grupului de Lucru contribuind la elaborarea documentelor aferente.

În scopul extinderii activității sale, **TRANSGAZ are în vedere dezvoltarea unor noi parteneriate cu un număr de companii internaționale relevante pentru sectorul energetic** și, în acest sens, poartă discuții pentru încheierea unor acorduri de cooperare.

Colaborarea cu Operatorii Sistemelor de Transport europeni și adiacenți în cadrul Proiectului Coridorul Vertical al Gazelor (Transgaz, DESFA Grecia, ICGB, Bulgartransgaz Bulgaria, FGSZ Ungaria)

La data de 19 iulie 2017, la București, sub coordonarea Directoratului General pentru Energie din cadrul Comisiei Europene (DG ENERGY), companiile Transgaz, DESFA, ICGB (compania responsabilă pentru dezvoltarea, construirea și operarea Interconectării Grecia-Bulgaria), Bulgartransgaz și FGSZ și-au asumat realizarea unui coridor sud-nord care să permită fluxuri bidirecționale de gaze naturale prin interconectarea sistemelor transport gaze naturale din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria.

În vederea materializării acestui deziderat părțile implicate în proiectul Coridorului Vertical al Gazelor au decis să își reînnoiască angajamentul prin semnarea unui nou Memorandum de Înțelegere sub egida DG ENERGY.

Astfel, în data de 12 decembrie 2019, la sediul DG ENERGY din Bruxelles, sub coordonarea domnului Klaus-Dieter Borchardt–Director General Adjunct al DG ENERGY a avut loc ceremonia de semnare a unui nou Memorandum de Înțelegere de către directorii generali ai companiilor implicate (domnul Ion Sterian–Transgaz, domnul Nicola Battilana–DESFA, doamna Teodora Georgieva–ICGB, domnul Vladimir Malinov–Bulgartransgaz, domnul Szabolcs Ferencs–FGSZ). La eveniment au participat reprezentanți ai operatorilor sistemelor de transport din statele implicate în Coridorul Vertical, ai companiei Moldovagaz din Republica Moldova și DG ENERGY.

Colaborarea cu Operatorii de Transport Gaze naturale la nivel regional

SNTGN Transgaz SA a inițiat contacte cu operatori de transport gaze naturale din Uniunea Europeană în vederea dezvoltării unor relații partenariale care vizează schimburi de experiență și analiza potențialului cooperării bilaterale pentru promovarea unor eventuale proiecte comune (Gaz-System Polonia, ICGB–compania care implementează proiectul Interconectarea Grecia-Bulgaria, GasConnect Austria, Plinacro Croația, CEGH Austria, etc.).

Colaborări cu organisme naționale și internaționale, Comisia Europeană și alte relații instituționale

SNTGN TRANSGAZ SA a aderat de-a lungul timpului și și-a păstrat calitatea de membru în cadrul unor organisme naționale și internaționale de profil.

Avantajele și beneficiile afilierii la aceste organizații sunt în principal: promovarea companiei și a obiectivelor și intereselor acesteia, accesul la informații actualizate în domeniul reglementărilor, politicilor, inovațiilor, standardelor și produselor în domeniul industriei gaziere, precum și participarea la diverse evenimente naționale și internaționale (conferințe, seminare, forumuri, simpozioane, etc.).

În cadrul Departamentului Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale sunt gestionate majoritatea relațiilor de colaborare cu organizații la care TRANSGAZ este afiliată:

- Organisme internaționale: Pipping Products and Services Association (PP&SA) din Marea Britanie, Gas Infrastructure Europe (GIE);
- Organisme naționale: Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (CNR-CME), Societatea Inginerilor de Petrol și Gaze, Camera de Comerț, Industrie și Agricultură din Sibiu, Asociația Română de Mecanica Ruperii (ARME), Centrul Român al Energiei (CRE), Federația Patronală Petrol și Gaze (FPPG), American Chamber (AmCham), Comitetul Național ICC România.

A fost prelungit statutul de membru în cadrul organizațiilor și organismelor naționale și internaționale și s-a asigurat reprezentarea societății la reuniunile organizate de structurile în cadrul cărora TRANSGAZ deține calitatea de membru.

Reprezentanța Transgaz la Bruxelles

Reprezentanța TRANSGAZ la Bruxelles își propune să creeze noi oportunități pentru un dialog direct și constructiv, atât cu instituțiile UE, cu actorii importanți din domeniul energiei, cât și cu partenerii societății noastre, să promoveze misiunea și viziunea companiei la nivelul UE, să contribuie la întărirea și apropierea relațiilor cu partenerii relevanți de la nivelul Uniunii Europene

și, în general, să stimuleze realizarea principalelor obiective strategice ale TRANSGAZ, care vizează transformarea societății noastre într-un operator de transport gaze naturale recunoscut la nivel internațional, cu o poziție de top pe piața energetică regională și un sistem de transport modern și integrat.

Reprezentanța TRANSGAZ la Bruxelles urmărește ca printr-o atitudine proactivă să identifice acele evoluții ale politicilor europene și internaționale care pot afecta sau influența modelul de afaceri al TRANSGAZ, obiectivele strategice ale TRANSGAZ și sectorul energetic în general. Identificând modificările și evoluțiile politicilor în domeniu în fazele lor incipiente, Reprezentanța își propune să vină cu analize, informări și propuneri care să reflecte și susțină interesele TRANSGAZ în particular și ale României în general.

În acest sens, Reprezentanța a transmis analize (Politica europeană în domeniul energiei și abordarea specifică în domeniul gazului; Evoluțiile recente privind noile obiective strategice la nivel european în domeniul energiei) și Informări (Planul de investiții pentru Pactul Ecologic European și Mecanismul pentru o Tranziție Justă; Noua Strategie Industrială pentru Europa; Planului Strategic al UE de reducere a emisiilor de metan în sectorul energetic; Planului privind Țintele Climatice 2030; Programul de disponibilizare a gazelor).

De asemenea, Reprezentanța își dedică o importantă parte a activității sale dialogului cu instituțiile UE, actorii importanți din domeniul energiei, și partenerii TRANSGAZ.

Reprezentanța a stabilit contactul cu EIT InnoEnergy, s-a implicat în înființarea și activitatea Grupului de Lucru GIE privind Decarbonizarea (pentru zona CEE și SEE) și a participat activ la toate workshop-urile organizate de GIE și ENTSO-G.

Începând cu luna septembrie 2019, Reprezentanța a inițiat o activitate de dezvoltare a portofoliului de relații directe cu actorii relevanți din sfera instituțională și privată, prezenți la Bruxelles, și cultivarea unor noi relații, cu valoare adăugată semnificativă:

- coordonatorii birourilor de reprezentare la Bruxelles ale altor TSO-uri;
- noua conducere a Comisiei pentru industrie, cercetare și energie (ITRE) din Parlamentul European;
- echipa de experți ce deservește Comisia ITRE;
- rețeaua de think-tank-uri cu activitate relevantă în domeniul politicilor energetice.

Printr-o prezență proactivă la nivel european, și prin dezvoltarea unei rețele de contacte și relații în cadrul instituțiilor europene și al părților interesate relevante, Reprezentanța TRANSGAZ la Bruxelles urmărește identificarea de noi oportunități, surse de finanțare pentru proiectele și inițiativele companiei, și potențiali parteneri.

Începând cu data de 13 martie, în Belgia, ca urmare a pandemiei COVID-19, a fost instituit un regim de carantină parțială, care a devenit totală începând cu 18 martie pentru o perioadă de o lună. Carantina s-a extins și asupra funcționării instituțiilor europene. Rezultatul imediat a fost anularea întâlnirilor, evenimentelor și accesului public la lucrările Parlamentului European. O parte dintre evenimente au fost amânate sau s-au transferat în mediul virtual.

În noul context creat de pandemia COVID-19, Reprezentanța Transgaz la Bruxelles și-a continuat activitatea, reușind chiar să-și crească flexibilitatea și prezența. Mediul virtual a oferit posibilitatea de a participa la mai multe întâlniri, dispărând limitările generate de distanță sau nevoile

logistice. Acesta a fost un efect secundar pozitiv al adaptării lucrului la restricțiile de circulație și contact – accesul virtual la întâlniri, imposibil anterior.

Izolarea și distanțarea socială inițiate la mijlocul lunii martie au continuat pe toată perioada lunii aprilie, primele măsuri de relaxare fiind inițiate abia în luna mai. Cu toate acestea, activitatea principalelor instituții europene, precum și a asociațiilor de profil și a think-tankurilor a continuat, chiar dacă, pe anumite teme au fost înregistrate decalări de termene.

Începând cu luna mai au început să se contureze primele propuneri legate de criza economică, posibilele măsuri de relansare și cuplarea Green Deal cu acestea. În luna iunie aceste propuneri s-au cristalizat și confirmat: relansarea economică se va face respectând obiectivele și traiectoria propusă prin Green Deal (în special tranziția energetică), iar noua realitate economică va accelera procesul de tranziție către un sistem neutru din punct de vedere al emisiilor de carbon.

Relațiile de colaborare cu autorități și ministere de resort.

În semestrul I 2020 au fost transmise către Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Ministerul Afacerilor Externe, precum și către Guvernul României, informări cu privire la stadiul proiectelor strategice derulate de Transgaz, a proiectelor regionale de transport gaze naturale cu impactarea României și relațiile de colaborare cu partenerii externi. De asemenea au fost transmise ministerelor de resort răspunsuri la solicitările de informații privind colaborările externe.

Prin structurile organizatorice de specialitate se gestionează și relația cu Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) pentru implementarea proiectelor de interes comun (PCI) aflate în lista PCI a Uniunii și promovate de Transgaz, conform Regulamentului UE nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009.

3.4. Acorduri de Interconectare

Acordurile de Interconectare încheiate în perioada 2013 -2016:

- **Acordul de Operare pentru Punctul de Interconectare Ungheni**, încheiat cu Vestmoldtransgaz, Republica Moldova, în data de 14.08.2014;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Csanádpalota**, încheiat cu FGSZ Zrt., Ungaria în data de 02.12.2015;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Isaccea 1**, încheiat cu PJSC Ukrtransgaz, Ucraina, în data de 19.07.2016;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Negru Vodă 1**, încheiat cu Bulgartransgaz, Bulgaria, în data de 19.05.2016;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Ruse - Giurgiu**, încheiat cu Bulgartransgaz, Bulgaria, în data de 22.12.2016.

În perioada 2017-2019 au fost încheiate următoarele acte adiționale:

- Actul adițional nr. 2/25.01.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/ Kardam** (privind aplicarea zilei gaziere 08:00-08:00 în PI Negru Vodă 1/Kardam până la 01.10.2017);
- Actul adițional nr. 2/23.02.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.05.2017);

- Actul adițional nr. 3/28.04.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.07.2017);
- Actul adițional nr. 4/23.09.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.10.2017);
- Actul adițional nr. 5/28.09.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.01.2018);
- Actul adițional nr. 6/27.12.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.07.2018).
- Actul adițional nr. 7/22.06.2018 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.01.2019).
- Acord pentru modificarea Acordului de Interconectare și transferul drepturilor și obligațiilor din **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1/Orlovka 1**, încheiat între SNTGN Transgaz SA, JSC Ukrtransgaz și LLC OTS Gaze din Ucraina la data de 16.12.2019
- Actul adițional nr. 1/30.04.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Ruse-Giurgiu** (privind noile reguli de afaceri aplicabile în PI Ruse-Giurgiu începând cu 01.05.2019);
- Actul adițional nr. 2/04.10.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Ruse-Giurgiu** (modificarea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale prin PI Ruse-Giurgiu în contextul modernizării unei conducte al Sistemului de transport al TRANSGAZ localizată în amonte de SMG Giurgiu și a punerii în funcțiune a SC Podișor, până la data de 01.11.2019);
- Actul adițional nr. 3/30.04.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (privind noile reguli de afaceri aplicabile în PI Negru Vodă 1/Kardam începând cu 01.05.2019);
- Actul adițional nr. 4/06.11.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (crearea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale în scopul livrării fizice al gazelor naturale din Bulgaria spre România prin PI Negru Vodă 1/Kardam în contextul asigurării curgerii fizice bidirecționale pe conducta de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1 până la data de 01.01.2020 și suplimentarea parametrilor de calitate zilnice ale gazelor naturale determinate în SMG Negru Vodă 1 cu puterea calorică inferioară);
- Actul adițional nr. 5/20.12.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (noile condiții tehnice privind transportul gazelor naturale);
- Actul adițional nr. 6/01.01.2020 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (privind modificarea specificației de calitate a gazelor naturale pe ambele direcții de transport);
- Actul adițional nr. 1/30.05.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (privind modificarea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale prin PI Csanádpalota începând cu 01.10.2019);
- Actul adițional nr. 2/25.06.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (privind înlocuirea temporară a măsurării de la SMG Csanádpalota cu măsurarea de la SMG Algyő);
- Actul adițional nr. 3/25.10.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (modificarea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale prin PI Csanádpalota ca urmare a unei restricții tehnice privind exploatarea unui segment de conductă aferent Sistemului de transport al TRANSGAZ localizate în amonte de SMG Csanádpalota, până la finalizarea proiectului BRUA, faza 2).
- Actul adițional nr. 4/02.06.2020 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (privind modificarea specificației de calitate a gazelor naturale pe ambele direcții de transport);

- Actul adițional nr. 1/18.07.2019 la **Acordul de Operare pentru PI Ungheni** (privind prelungirea duratei de valabilitate a Acordului de Operare până la încheierea Acordului de Interconectare pentru PI Ungheni);

3.5. Retehnologizare și automatizare - SCADA

În vederea îmbunătățirii calității execuției și eficienței activității operaționale în cadrul SNTGN Transgaz SA a fost implementat Sistemului de comandă și achiziție date-SCADA – finalizat în 30.11.2015.

În semestrul I 2020 activitatea privind retehnologizarea și automatizarea SCADA a vizat:

- analiza și verificarea documentației tehnico-economice în vederea introducerii spre avizare în CTE a proiectelor SCADA:** au fost analizate și verificarea un număr de **121 de documentații**;
- participarea în comisii de licitație pentru evaluarea tehnică:** s-a participat la **42 comisii** de evaluare;
- participarea în comisii de recepție și urmărire a lucrărilor și serviciilor:** s-a participat la **20 comisii** de recepție/urmărire lucrări și servicii;
- reabilitarea cu forțe proprii a **4 prize anodice de suprafață**, pentru care s- a elaborat documentația tehnică aferentă, după cum urmează:

Nr. crt.	Denumire SPC	Exploatarea Teritorială
1	SPC Jidvei 2	Mediaș
2	SPC Zăbala	Brașov
3	SPC Oțelu Roșu 1	Arad
4	SPC Piatra Neamț 1	Bacău

De asemenea, au fost întocmite planuri de amplasament pentru prizele anodice care urmează să fie reabilite, în vederea obținerii acordurilor de acces în teren.

- reparația a **14 prize anodice de adâncime**, cu constructor de specialitate prin contract de service, și anume:

Nr. crt.	Denumire SPC	Exploatarea Teritorială
1	SPC Cozieni (în SRM Pantelimon)	București
2	SPC Sălcioara	București
3	SPC Podișor	București
4	SPC Ciorogârla	București
5	SPC M. Kogălniceanu	Constanța
6	SPC Midia	Constanța
7	SPC Năvodari	Constanța
8	SPC Poganu 3G	Craiova
9	SPC Negrișoara F1	Craiova
10	SPC Negrișoara F2	Craiova
11	SPC Stoenest (în SRM Caracal)	Craiova
12	SPC Galtiu 1	Mediaș
13	SPC Galtiu 2	Mediaș
14	SPC Sântioana N1	Cluj

Realizarea preluării parametrilor tehnologici în punctele de interconectare la 30.06.2020

Punct de interconectare	SITUAȚIE SEMESTRUL I 2020	
	Integrare locală a parametrilor tehnologici la nivelul SMG	Integrare SCADA a parametrilor tehnologici
SMG Horia	Finalizat.	Finalizat.
SMG Csanádpalota	Finalizat.	Finalizat.
SMG Giurgiu	Finalizat.	Finalizat.
SMG Ruse	Finalizat (parametrii tehnologici sunt prezenți și în SMG Giurgiu)	Finalizat.
SMG Negru Vodă	Finalizat.	Finalizat.
SMG Kardam	Finalizat (parametrii tehnologici sunt prezenți și în SMG Negru Vodă).	În analiză.
SMG Medieșu Aurit	Finalizat.	Finalizat.
SMG Isaccea	Finalizat.	Finalizat.
Centru automatizare Iași-Ungheni: NT LEȚCANI	Finalizat.	Finalizat.
Centru automatizare Iași-Ungheni: NT UNGHENI	Finalizat (parametrii tehnologici sunt prezenți în Centrul de Automatizare din Sector Iași și în NT Lețcani).	În analiză.

3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță a SNT
3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la 30.06.2020:

Denumire obiectiv/componentă SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional (Tranzit II , Tranzit III)	km	13436,8 369
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1126 (1230 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG) (Giurgiu, Horia, Isaccea import, Negru Vodă IV, Medieșu Aurit, Isaccea Tranzit I, Negru Vodă I)	buc	7
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG) (Isaccea Tranzit II, Isaccea Tranzit III, Negru Vodă II, Negru Vodă III)	buc	4
Stații de comprimare gaze (SCG) (Șinca, Onești, Siliștea, Jupa , Podișor)	buc	5
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.038
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	904

Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 30.06.2020

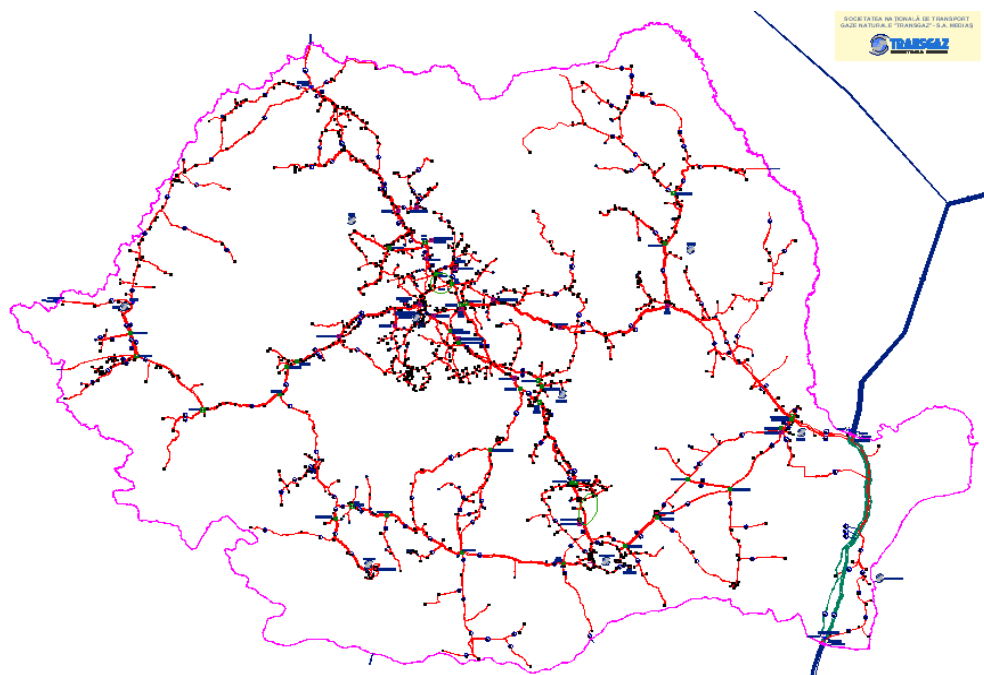


Figura 19-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

Sistemul Național de Transport (SNT) are o acoperire la nivelul întregului teritoriu național și are o structură radial-inelară.

Capacitatea de transport intern și internațional a gazelor naturale este asigurată prin rețeaua de conducte și racorduri de alimentare cu diametre cuprinse între 50 mm și 1.200 mm, la presiuni cuprinse între 6 bar și 40 bar, cu excepția transportului internațional (63 bar).

Descrierea și analizarea gradului de uzură al obiectivelor SNT

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

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Direcții Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	7.056,17	356,549	150
Între 30 și 40 ani	1.675,128	163,507	59
Între 20 și 30 ani	720,123	374,737	308
Între 10 și 20 ani	1.407,164	841,378	550
Între 5 și 10 ani	639,405	40,099	117
≤ 5 ani	143,938	18,588	46
TOTAL	11.641,9	1.794,9	1.126 SRM-uri (1.230 direcții de măsurare)
	13.436,8		

Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 30.06.2020, din perspectiva duratei de funcționare

Diagnosticările efectuate până în iunie 2020 cu PIG-ul inteligent pentru cca. **2.789 km (4.495 km** ținând seama de inspecții multiple) pun în evidență niveluri destul de ridicate ale defectelor materialului tubular, cauzate în principal de durata mare de funcționare a conductelor.

Au fost efectuate curățiri interioare pe 3 conducte cu o lungime totală de **219 km**. Pe o conductă din cele trei (L=78 km, Șendreni-Cosmești) s-au efectuat curățiri repetate (4 treceri) în vederea pregătirii acestora pentru inspecție.

Aproximativ **95,5%** din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic. În semestrul I 2020 s-au realizat măsurători intensive pe o lungime de 8,618 km din planul de 223,81 km.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.230** de SRM-uri (direcții de măsurare), **39** de SRM-uri (direcții de măsurare) fiind inactive temporar/în conservare. Stațiile de Reglare Măsurare Gaze sunt cuprinse în programele de modernizare/reabilitare pentru a fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA. Din cele **1.230** SRM-uri (direcții de consum) aflate în exploatare, un număr de **948** sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

Capacitatea de comprimare este asigurată de **5** stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport.

Două din cele **5** stații de comprimare, respectiv SCG Onești și SCG Siliștea, au intrat într-un program de modernizare, care presupune înlocuirea grupurilor de comprimare existente și instalațiilor tehnologice aferente.

Din *nodurile tehnologice* existente circa 20% sunt noi sau reabilitate.

Pe parcursul implementării sistemului SCADA, nodurile tehnologice vor continua procesul de modernizare.

Odorizarea gazelor este asigurată printr-un număr de **904** instalații de odorizare din care **606** sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate.

Din cele **606** sisteme moderne, un număr de **37** sunt de tip centralizat—deservind mai multe puncte de livrare, **298** sisteme de tip „prin evaporare/picurare” sunt sisteme care nu pot asigura o odorizare continuă și controlată putând duce la situații de sub sau supra odorizare și implicit la consumuri crescute de odorant. Dintre acestea **12** instalații sunt de tip centralizat.

Pentru asigurarea funcționării în siguranță a instalațiilor tehnologice aferente SRM-urilor din cadrul SNT, pe lângă activitățile curente de supraveghere, inspecție și revizii desfășurate de personalul din cadrul Exploatărilor Teritoriale conform prevederilor normelor tehnice aprobate de ANRE, au avut loc **19** intervenții pentru reparații și eliminare defecte, intervenții realizate cu firme specializate.

Trebuie subliniat că starea tehnică a SNT se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea se desfășoară pe baza unui sistem de mentenanță preponderent preventiv planificat și corectiv și pe baza unor programe de modernizare

Aceste programe au ca fundament Normele Tehnice privind mentenanța SNT, ele desfășurându-se pe o perioadă mai lungă de timp ca urmare a valorilor mari a acestora.

Puncte de interconectare transfrontalieră

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

Caracteristici ale conductelor de interconectare transfrontalieră	
UCRAINA	Orlovka (UA)–Isaccea (RO) - DN 1000, Capacitate 8.6 mld.mc/an, $P_{\max} = 55$ bar
	Tekovo (UA)–Medieșu Aurit (RO) - DN 700, Capacitate=4.0 mld.mc/an, $P_{\max} = 70$ bar
	Isaccea 1/Orlovka 1 , $P_{\max}=49,5$ bar pe direcția import și $P_{\max}=45$ bar pe direcția export
UNGARIA	Szeged (HU)–Arad(RO)–Csanadpalota - DN 700, Capacitate=1.75 mld.mc/an, $P_{\max} = 63$ bar
REPUBLICA MOLDOVA	Ungheni (MO) – Iași (RO) - DN 500, Capacitate=1.5 mld.mc/an, $P_{\max} = 50$ bar
BULGARIA	Ruse (BG)–Giurgiu (RO) - DN 500, Capacitate=1.5 mld.mc/an, $P_{\max}=40$ bar pe direcția export și $P_{\max}=30$ bar pe direcția import
	Negru Vodă 1/Kardam , $P_{\max}=55$ bar pe ambele direcții de transport

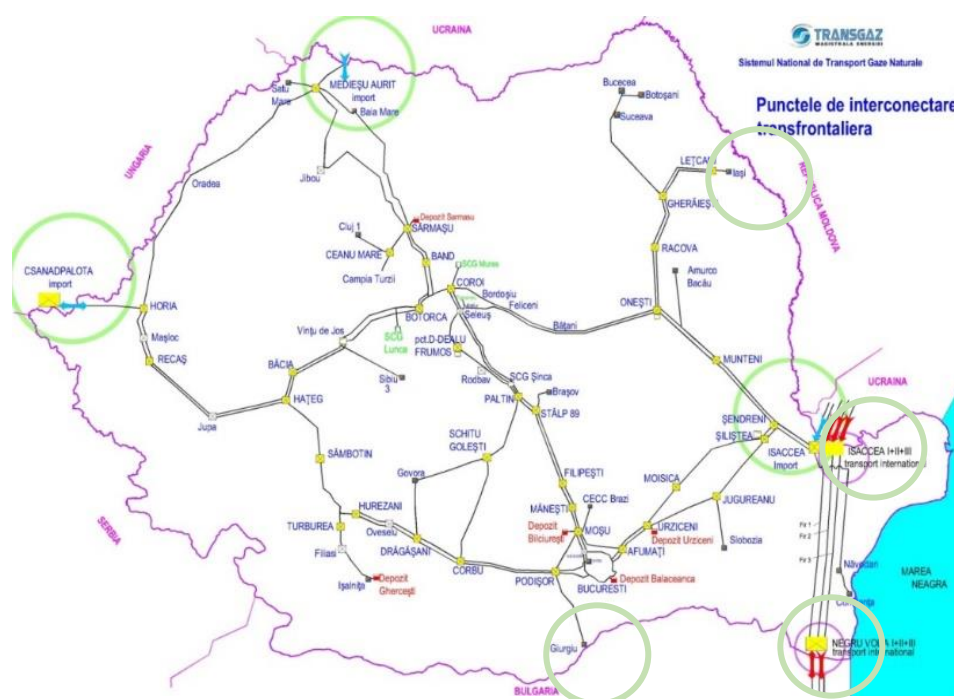


Figura 20-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

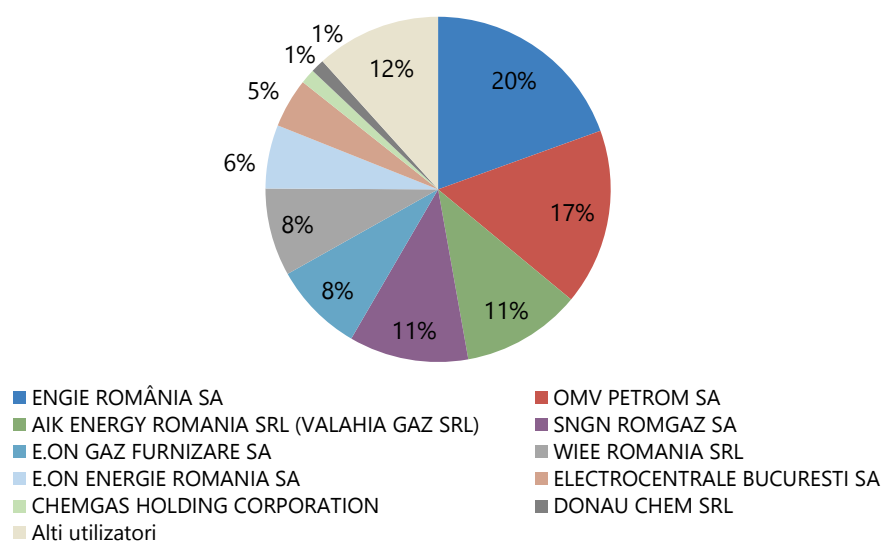
3.6.2. Activitatea de operare

În perioada **1 octombrie 2019–30 iunie 2020** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 64/30 mai 2019**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport.

Serviciul transport intern gaze naturale asigură îndeplinirea obligațiilor Transgaz de a oferi utilizatorilor rețelei servicii de acces la SNT pe baza unor condiții și clauze contractuale echivalente, nediscriminatorii și transparente.

Principalii beneficiari ai serviciului de transport gaze naturale în semestrul I 2020:

Nr. Crt.	Principalii utilizatori de rețea	VAL. FACTURATĂ FĂRĂ TVA (LEI)	%
1	ENGIE Romania SA	144.334.280,29	19,62
2	OMV PETROM SA	122.298.273,61	16,63
3	AIK ENERGY ROMANIA SRL (VALAHIA GAZ SRL)	82.917.237,89	11,27
4	SNGN ROMGAZ SA	82.889.189,83	11,27
5	E.ON GAZ FURNIZARE SA	62.712.332,39	8,53
6	WIEE ROMANIA SRL	60.914.376,45	8,28
7	E.ON ENERGIE ROMANIA SA	39.059.030,89	5,31
8	ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA (in insolventa)	34.298.056,94	4,66
9	CHEMGAS HOLDING CORPORATION SRL (in insolventa)	10.199.402,98	1,39
10	DONAU CHEM SRL (in insolventa)	9.408.409,34	1,28
11	ALȚI UR	86.523.340,87	11,76
	TOTAL	735.553.931,48	100,00%



Grafic 9- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în semestrul I 2020

În semestrul I 2020 s-au încheiat și semnat cu utilizatorii de rețea, **785 contracte** pentru servicii de transport gaze naturale, incluzând produsele de capacitate anuală, trimestrială, lunară, zilnice, pentru punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport, inclusiv pentru punctele de interconectare Csanadpalota, Ruse – Giurgiu, Negru Vodă 1, Negru Vodă – localitate, Mangalia - localitate.

Total contracte pe SNT în semestrul I 2020:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	3	61	422	19	505

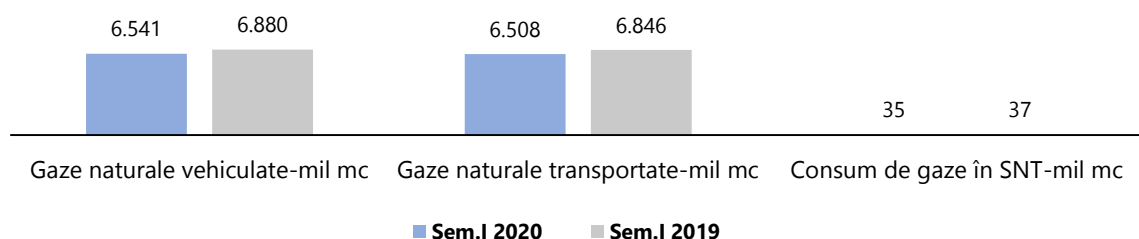
Total contracte în punctele de interconectare încheiate pe platforma RBP, în semestrul I 2020:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	0	3	27	250	280

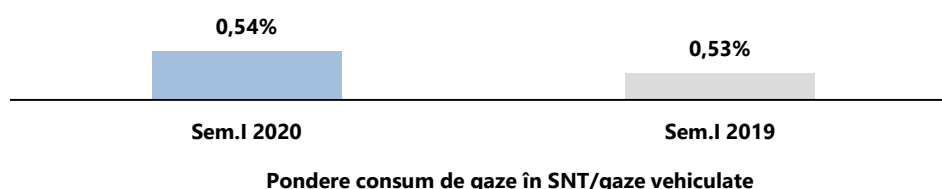
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului de gaze în SNT, în primele 6 luni ale anului 2020 comparativ cu perioada similară din anul trecut, este următoarea:

Indicator	UM	Sem. I 2020	Sem. I 2019	+/-	%
0	1	2	3	4=3-2	5=3/2-1
Gaze naturale vehiculate	mii mc	6.540.885	6.880.328	-339.443	-5%
Gaze naturale transportate	mii. mc	6.507.943	6.845.935	-337.992	-5%
Consum de gaze în SNT	mii. mc	35.302	36.517	-1.215	-3%
Pondere consum de gaze în SNT/gaze vehiculate	%	0,54%	0,53%		2%

Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului de gaze în SNT Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019



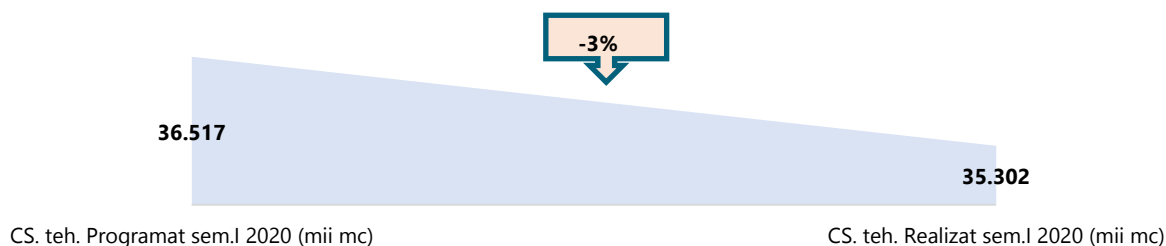
Grafic 10-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul de gaze în SNT în perioada Sem.I 2020 vs. Sem.I 2019



Grafic 11-Evoluția ponderii consumului de gaze în SNT în total gaze vehiculate Sem.I 2020 vs.Sem.I 2019

	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL Sem.I 2020
CS.THN.PROGRAMAT-mii mc	8.049	6.776	6.116	6.084	4.909	4.583	36.517
CS.THN.REALIZAT-mii mc	8.522	7.305	7.445	4.592	3.609	3.829	35.302

Tabel 11-Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum de gaze în SNT realizate vs. programate în sem.I 2020



Grafic 12-Nivelul consumului de gaze în SNT total realizat în Sem.I 2020 vs. programat Sem.I 2020

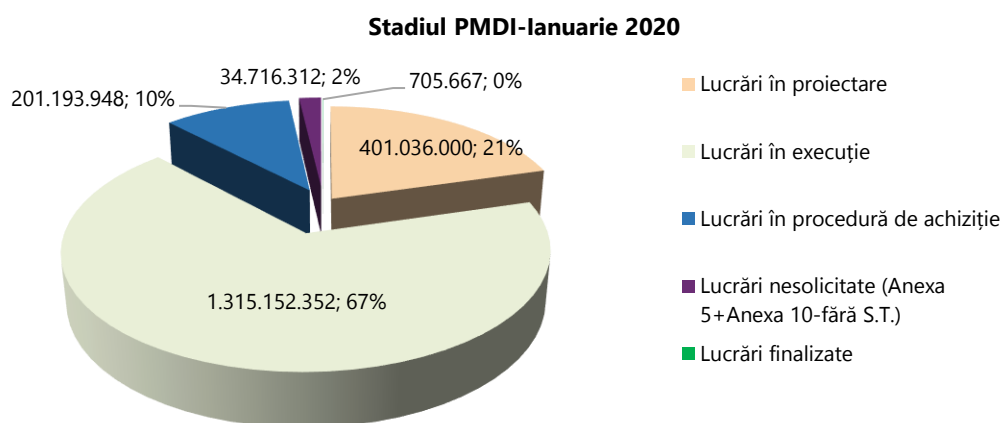
Astfel, după cum se poate observa, în semestrul I 2020, comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent, evoluția consumului de gaze în SNT a înregistrat un trend descendent, acesta fiind cu 3% mai mic decât cel înregistrat în semestrul I 2019 și cu 3% mai redus față de nivelul programat pentru semestrul I 2020.

3.6.3. Politica de investiții

Programul de Modernizare și Dezvoltare Investiții

Activitatea investițională este direcționată în principal spre modernizarea și dezvoltarea SNT în vederea îmbunătățirii eficienței și a creșterii capacității acestuia, a dezvoltării de noi zone de consum.

Valoarea totală a Programului de Modernizare și Dezvoltare Investiții (PMDI) pe anul 2020 este de **1.952.804 mii lei**, iar la finele semestrului I 2020, valoarea realizărilor este de **678.854 mii lei**, ceea ce reprezintă un grad de realizare a programului în proporție de **34,76%**.

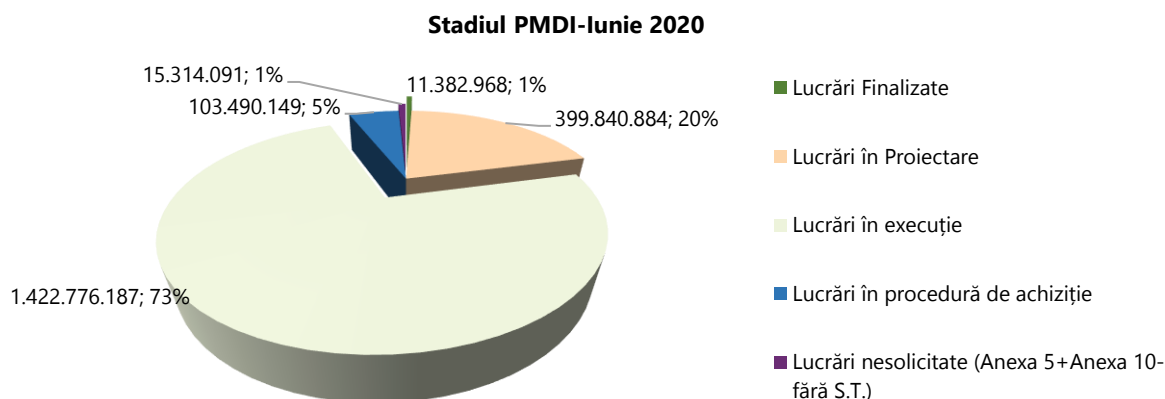


Grafic 13 - Stadiul PMDI 2020 - Ianuarie 2020

Stadiul Programului de Modernizare și Dezvoltare Investiții la sfârșitul semestrului I 2020, cuprinde în principal lucrări în execuție 72,86%, lucrări în proiectare 20,48%, lucrări în procedură de achiziție 5,30%, alte categorii de lucrări 1,36%.

Comparativ cu stadiul lucrărilor la începutul anului 2020, în stadiul lucrărilor la finele semestrului I 2020 se poate observa creșterea procentului lucrărilor în execuție (de la 67% la 73%) concomitent cu scăderea lucrărilor aflate în faza de proiectare (la 21% la 20%) și a lucrărilor aflate în faza de achiziție (de la 10% la 5%).

Trebuie menționat că în valoarea lucrărilor în fază de proiectare, sunt incluse și fondurile alocate lucrărilor programate la Capitolul D – Dezvoltarea SNT conform Legii 123/2012 (Actualizată), Art.130, al e1 și e 2, în valoare de 350.000 mii lei, ce reprezintă 87,53% din valoarea lucrărilor aflate în proiectare.



Grafic 14 - Stadiul PMDI 2020 - Iunie 2020

Principalele obiective finalizate în semestrul I 2020 sunt:

- Alimentarea cu energie electrică a NT Recaș;
- Conducta de transport gaze de interconectare între DN250 Țeline - Sighișoara și DN700 Coroi – Bărcuț;
- Conducta de transport gaze naturale DN700 Gănești - Idrifaia – Coroi - lucrări rămas de executat în NT Coroi;
- 2 obiective din Anexa 10 a căror contracte de achiziție au fost încheiate în 2019;

Principalele lucrări aflate în execuție:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA);
- lucrări de execuție Stații de Comprimare (Bibeuști);
- lucrări de execuție conductă (Faza 1);
- lucrări de automatizare și securizare conductă;
- Consolidarea sistemului de transport în România, între Onești - Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea-faza 2 (interconectarea sistemului național de transport cu sistemul internațional și reverse flow la Isaccea) - faza 2 modernizarea SCG Onești și modernizarea SCG Siliștea;
- 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:
 - conducta de transport gaze DN700 Onești - Gherăiești – Lețcani;
 - stații de comprimare Onești și Gherăiești, automatizare și securizare conductă;
 - achiziție grupuri de comprimare;
 - lucrări arheologice;
- Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
- Înlocuirea stației de măsurare gaze SMG Isaccea 1;
- Conducta de transport gaze DN400 Vaslui - Iași (tr. Vaslui - Mogoșești) - reîntregire în zona pădurii Bârnova;
- Interconectarea SNT cu sistemul de transport internațional și reverse flow la Isaccea - etapa 2 - lucrări în NT Șendreni – lucrări de construcții;
- Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I;

- Conducta de transport gaze Ø20" Craiova - Segarcea - Băilești - Calafat, et.I, tr. Craiova – Segarcea;
- Subtraversare rău Olt cu conducta ø 12" Drăgășani - Caracal (racord alimentare cu gaze a mun. Caracal);
- Conducta de transport gaze DN 250 Câmpulung Moldovenesc - Vatra Dornei (tr. Pojorâta - Vatra Dornei);
- Conducta de transport gaze Ø12" Mintia - Brad - Ștei, et.I, tr. Mintia – Brad.
- Interconectarea SNT cu sistemul de transport internațional și reverse flow la Isaccea - etapa 2 - lucrări în NT Șendreni – instalații electrice și automatizări;

Principalele lucrări aflate în procedură de achiziție sunt:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la Țărmul Mării Negre (Țărmul Mării Negre - Podișor);
- Conducta de transport gaze naturale Nadeș – Sighișoara;
- Modernizare baza de producție Pitești;
- Stație mobilă de comprimare aer 100 bar.
- Refacere subtraversare rău Strei cu conductele Vest2 și Vest 3, zona Totia
- Punere în siguranța conducte DN800 Moghioroș - Onești și DN700 Moghioroș - Onești, în zona localității Oituz (calcai)
- Înlocuire tronson din conducta de racord gaze naturale DN 200 SRM Poiana Brașov
- Montare gări de primire/lansare godevil la Posada pentru conductele DN 500 Stâlp 89 - Posada și DN 500 Posada - Moșu (rest de executat)

În realizarea unor obiective de investiții se întâmpină încă greutăți cum ar fi lipsa avizelor necesare obținerii Autorizației de Construire de la proprietarii de terenuri afectați de construcția obiectivelor investiționale și Autorității locale pentru următoarele obiective investiționale:

- Punerea în siguranță a conductei DN300 Agârbiciu - Sibiu, zona Șeica Mare;
- Punerea în siguranță a conductei DN 350 Luna - Aiud, DN 250 Luna – Ocna Mureș (Fir I) și DN 250 Luna - Ocna Mureș (Fir II), zona Războieni – în litigiu la Judecătoria Aiud;

În vederea soluționării problemelor apărute pe parcursul derulării execuției lucrărilor și a realizării obiectivelor programate s-au luat următoarele măsuri:

- în unele zone mai dificile, din punct de vedere al obținerii acordurilor de la proprietarii de terenuri sau administrații locale, s-a luat decizia de reproiectare a traseului conductei sau a soluțiilor tehnice de realizare a construcției;

Precizăm că majoritatea obiectivelor de investiții la care nu au fost înregistrate realizări, sunt în fază de proiectare sau achiziție.

3.6.4 Politica privind mentenanța SNT

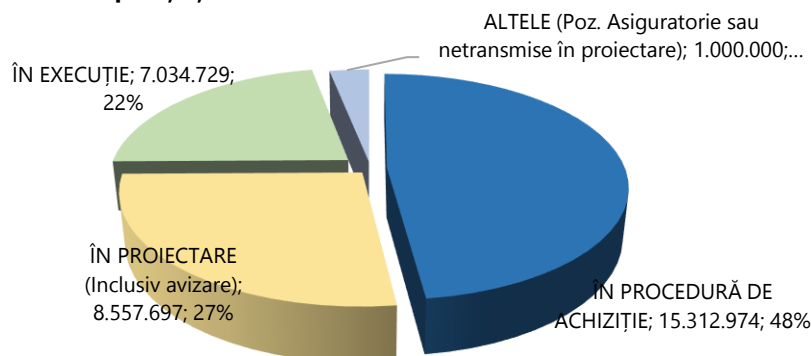
Programul de reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță

Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2020 (reactualizare nr.10) are o valoare alocată de **64.055.452 lei** din care 31.905.400 lei pentru *Lucrările de reparații și reabilitare a SNT* și 32.150.052 lei pentru *Servicii de asigurare a mentenanței SNT*.

A. Lucrările de reparații și reabilitare a SNT

Din valoarea totală bugetată a Lucrărilor de reparații și reabilitare a SNT (**Cap.A, cu pondere 49,81% din PRRASM 2020**), în luna Ianuarie 2020, lucrările în execuție reprezentau 22% (lucrări contractate în anii anteriori), lucrările în proiectare 27%, lucrările în stadiu procedural de achiziție 48%, iar lucrările neîncadrate în categoriile anterioare (Poziții asiguratorii) 3%, după cum se poate observa din graficul următor:

PRRASM 2020-Reparații și Reabilitări SNT-Ianuarie 2020



Grafic 15-PRRASM 2020-Reparații și Reabilitare SNT-ianuarie 2020

La finele semestrului I 2020, lucrările de reparații și reabilitare a SNT aflate în curs de execuție au o pondere 38% raportat la valoarea bugetată (valori în creștere față de cele din luna Ianuarie 2020).

Proceduri de achiziție aflate în stadii avansate:

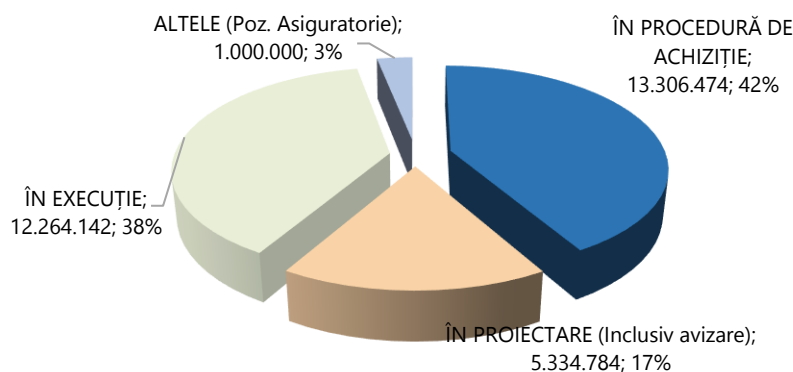
- "Conducta Ø24"Paltin Schitu-Golești (jud. Brasov)";
- "Conducta Ø20"Onești-Racova-Gherăiești fir II (jud. Bacău)";
- "Înlocuire tronson conductă 32"pe conducta transport 28" Platou Izvor Sinaia-Filipești, zona Drăgăneasa";
- "Punere în siguranță a conductei Dn 150 mm, Racord SRM Măgureni, zona Măgureni";

Au fost finalizate procedurile de achiziție prin încheierea de contracte de execuție sau contracte subsecvente:

- "Conducta Ø6" racord alimentare ELSID Titu";
- "Pregătirea conductei Ișalnița-CruceGhercești pentru transformare în conductă godevilabilă";
- "Reparații traversări aeriene (acorduri cadru /2ani)";
- "Reparații clădire sediu sector Drăgășani";
- "Lucrări de reparații exterioare la clădirea FIR Vest";
- "Repararea rețelei de fibră optică Arad-Horia-Csanadpalota";
- "Lucrări de reparații LES - alimentare cu energie electrică SRM CET II Craiova";

La finele semestrului I 2020, capitolul A din PRRASM 2020, cuprinde 37 de poziții de buget, cu una mai mult decât în forma inițială a programului, cu grade de demarare conform graficului următor:

PRRASM 2020-Reparații și Reabilitări SNT-Iunie 2020



Grafic 16-PRRASM 2020-Reparații și Reabilitare SNT-Iunie 2020

Lucrări din PRRASM 2020 aflate în diferite stadii de execuție în semestrul I 2020:

- "Conducta Ø20"Băcia-Caransebeș (HD,CS);
- "Lucrări de izolare conducte în stații fixe";
- "Punere în siguranță a conductei 12" Vlădeni-Mănești";
- Reparație conductă 32" Cosmești-Onești (lucrări terți);
- "Conducta Ø20"Band-Sărmășel (fir I);
- "Conducta Ø20" Adjudul Vechi, zonele Braniștea, Schela și Independența";
- "Traversare aeriana râu Visa cu conductă Ø10"-12" racord PM Șoala, zona Agârbiciu";
- "Reparații clădire sediu sector Drăgășani";
- "Lucrări de reparații exterioare la clădirea FIR Vest";
- "Repararea rețelei de fibră optică Arad-Horia-Csanadpalota";
- "Lucrări de reparații LES - alimentare cu energie electrică SRM CET II Craiova";

Proiecte tehnice finalizate în semestrul I 2020.

- "Conducta Ø20"Onești-Racova-Gherăiești fir II (jud. Bacău);
- "Înlocuire tronson conductă 32"pe conductă transport 28" Platou Izvor Sinaia-Filipești, zona Drăgăneasa";
- "Punere în siguranță a conductei Dn 150 mm, Racord SRM Măgureni, zona Măgureni";

Se întâmpină greutăți în realizarea lucrărilor de reparații și reabilitări conducte magistrale din cauza unor probleme externe societății:

- probleme legate de frânarea sau sistarea lucrărilor, datorate evoluției pandemiei cu virusul SARS COV2 (probleme ale executanților: interdicții de deplasare, lipsa de personal, imposibilitatea de cazare, probleme de transporturi, probleme legate de aprovizionarea cu materiale).
- probleme cu acordurile proprietarilor de teren pentru următoarele obiective: Conducta Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3; Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș).
- lipsa sau expirarea avizelor necesare obținerii Autorizației de Construire sau execuției pentru următoarele obiective: Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș et. I-a); Conducta Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3, Reparație conductă 32" Cosmești-Onești, Conducta 12" Vlădeni-Mănești.
- necesitatea reproiectării unor lucrări (în urma modificărilor succesive): Conducta Ø20" Onești-Racova-Gherăști - fir II (jud. Bacău), Conducta Iași-Vaslui (rest de executat).

În plus, s-au întâmpinat probleme interne generate de evoluția pandemiei cu virusul SARS COV2: restricționarea deplasărilor, efectuarea de la domiciliu (telemuncă) a majorității activităților, circuite naționale de comunicare greoaie, reducerea activității partenerilor, etc.

În vederea soluționării problemelor apărute s-au luat următoarele măsuri:

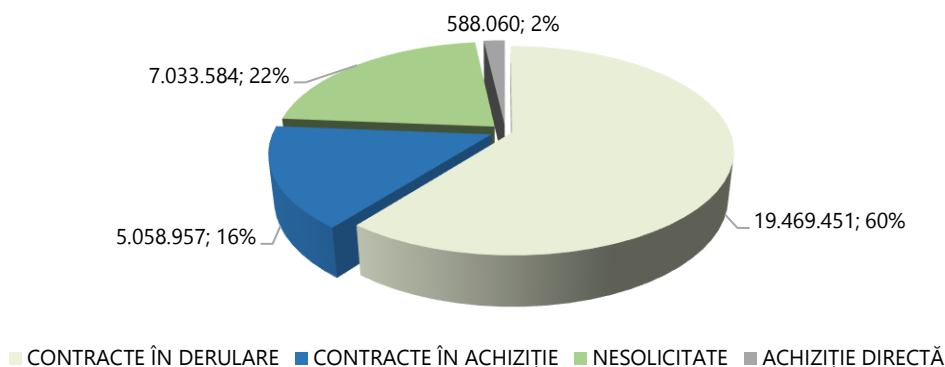
- au fost refăcute și depuse la autoritățile competente, documentațiile pentru obținerea de avize/autorizații;
- în unele zone mai dificile, din punct de vedere al obținerii acordurilor de la proprietarii de terenuri sau la solicitarea administrațiilor locale, s-a luat decizia de reproiectare a traseului conductei sau a soluțiilor tehnice de realizare a construcției;
- au fost întocmite acte adiționale la contracte (și au fost elaborate referate) pentru lucrările de mentenanță-pentru aplicarea OUG 114/2018;
- lucrările nefinalizate de executanți au fost abordate cu forțe proprii (Sucursala Mediaș și ET);
- lucrările prioritare au fost abordate cu forțe proprii (Sucursala Mediaș și ET);
- s-a propus abordarea achizițiilor defalcat pe județe pentru obținerea autorizațiilor, pentru a nu condiționa promovarea lucrărilor acolo unde sunt create toate condițiile, de dificultățile întâmpinate în zonele cu probleme de avizare/autorizare din partea administrațiilor locale;

B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT

Cap. B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT al PRRASM -cuprinde o proiecție bugetară a nevoilor de prestații externe pentru asigurarea mentenanței (întreținere, reparații, service, facilități logistice, etc.). De regulă, aceste prestații completează ansamblul activităților mentenabile și utilizarea sau cuantificarea valorică, este în mare măsură prezumtivă.

Din bugetul alocat Serviciilor de Asigurare a Mentenanței SNT de **32.150.052** lei, procentual reprezentând **50,19%** din valoare totală a Programului de Mentenanță s-a realizat la finalul lunii ianuarie 2020 valoarea de **560.202 lei**.

**PRRASM 2020-Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT
Ianuarie 2020**



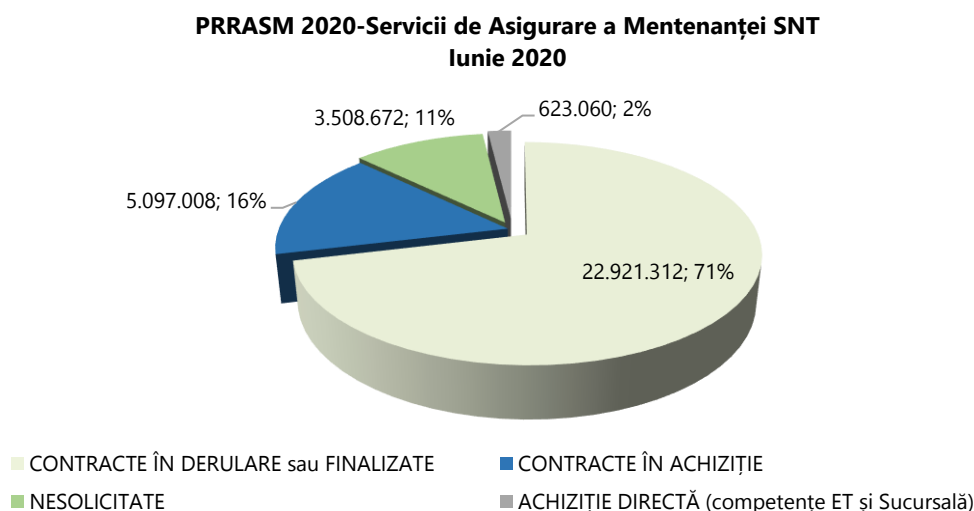
Grafic 17-PRRASM 2020-Servicii de asigurare a mentenanței SNT – ianuarie 2020

La finele semestrului I 2020 din bugetul alocat Serviciilor de Asigurare a Mentenanței SNT de 32.150.052 lei, a fost realizată valoarea de 4.403.173 lei.

Valoarea bugetată a Serviciilor de asigurare a mentenanței SNT pentru 2020, în intervalul ianuarie-iunie 2020 are următoarea repartitie raportată la cele 89 de linii de buget asigurate:

- un număr de **45 poziții** cu un buget însumat de **22.921.312 lei** au contracte în derulare sau finalizate și au înregistrat în primul trimestru realizări de **4.326.012 lei**;
- **12 poziții** cu un buget total de **5.097.008 lei** se află la sfârșitul lunii iunie în procedură de achiziție;
- pentru **14 poziții** cu un buget de **623.060 lei** s-a acordat prin decizie, delegarea de competențe directorilor de la Exploatarea Teritoriale și Sucursalei Mediaș să încheie contracte/comenzi prin achiziție directă; achizițiile care nu s-au încadrat în cerințele deciziei s-au făcut prin Direcția Achiziții Sectoriale și Contractări, realizările la sfârșitul lunii iunie fiind de **77.161 lei**;
- **18 poziții** de servicii au rămas nesolicitate; pentru unele documentațiile de achiziție se află în elaborare, sunt sume asiguratorii în caz de urgențe (exemplu: servicii de gestionare a efectelor fenomenelor meteo) sau sunt sume asigurate pentru prestații cu necesitate de predictibilitate redusă cu o alocare bugetară de 3.508.672 lei.

Exprimarea grafică a acestei distribuții se poate observa în graficul următor:



Grafic 18 -PRRASM 2020-Servicii de asigurare a mentenanței SNT- Semestrul I 2020

La finele semestrului I 2020, numărul serviciilor angajate în derulare este de 71 %.

Principalele contracte încheiate în primul semestru al anului 2020:

- servicii de mentenanță la grupurile electrogene alimentări de rezervă
- servicii de reparare și întreținere echipamente și componente de protecție catodică
- servicii de verificări tehnice pentru acordarea autorizării funcționării instalațiilor care intră sub incidența ISCIR
- servicii de testare nedistructivă
- servicii de audit energetic și analiză energetică la obiective SNT
- servicii de reparații și intervenții pentru SRM-urile și instalațiile de odorizare tip Armax Gaz sau cu componente produse de ARMAX GAZ
- serviciu reparație redresor automat de incarcare aferent turbocompresor Solar STC Șinca
- servicii de întreținere, revizie și reparare mașini de ridicat
- servicii de întreținere, revizii și reparații ascensoare
- servicii de re (acreditare) laborator control nedistructiv și autorizare personal

3.7. Achiziții

Achizițiile pentru asigurarea bazei tehnico-materiale se realizează pe bază de contracte ferme sau comenzi, cu respectarea legislației în vigoare, atât de pe piața internă cât și din import.

La fundamentarea **PAAS 2020/PAAS 2020 BRUA-Faza 1 și Faza 2/PAAS 2020–Moldova** s-a luat în calcul **necesarul de lucrări, produse și servicii**, astfel cum au fost cuprinse în **Programul de Reparații Reabilitare și Asigurarea Serviciilor de Mentenanță, Programul de Proiectare, Programul de Cercetare, precum și Programul privind alte servicii executate de terți, Programul de Modernizare, Dezvoltare Investiții și Programul de Aprovizionare**–programe aprobate prin HCA nr. 58/16.12.2019.

Programul cuprinde **totalitatea contractelor/acordurilor-cadru** pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le atribuie/încheie în decursul anului 2020.

De asemenea P.A.A.S. 2020 conține **procedurile demarate în 2019** și care până la finalul anului 2019 **nu au fost atribuite/finalizate**, fiind preluate în program pentru 2020, cu mențiunea ca acestea sunt **în derulare din anii precedenți**.

Valoarea totală a Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2020 (PAAS 2020), aprobat prin H.C.A. nr 2/14.01.2020, a fost de **570.456.247,60 lei**, valoarea pentru Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2020 pentru investiția "Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria, Faza 1 și Faza 2" (PAAS 2020 BRUA - Faza 1 și Faza 2) a fost de **288.665.488,00 lei**, iar valoarea pentru Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2020 pentru investiția "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" (PAAS 2020 – Moldova) a fost de de **328.343.959,00 lei**.

În urma a reactualizărilor PAAS 2020, devenite necesare ca urmare a revizuirii programelor de execuție ce au stat la baza fundamentării B.V.C., valoarea totală a PAAS a devenit **734.300.273,95 lei**. Valoarea PAAS 2020 BRUA - Faza 1 și Faza 2 și valoarea PAAS 2020 – Moldova au rămas nemodificate.

Până la data de 30.06.2020 au fost finalizate de asemenea și 299 achiziții directe, din care 56 au fost încheiate prin contracte, 167 prin comenzi, iar 76 de achiziții au fost derulate de către Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale, Departamentul Exploatare și Departamentul Logistică în baza deciziilor de delegări de competență. Valoarea cumulată a realizărilor de achiziții directe din PAAS 2020 este de 6.455.889,78 lei.

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. 2020 (secțiunea proceduri, actualizată), din **457 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate, au fost demarate **76 proceduri (16,63%)**, **128 proceduri sunt finalizate (28,01%)**, iar **28 proceduri nedemarate (6,13%)** sunt în desfășurare în diferite stadii.

Cele 28 proceduri nedemarate sunt în stadiu curent solicitate, cu documentații intrate la Departamentul Achiziții Sectoriale și Contractări, iar până la totalul pozițiilor active din program

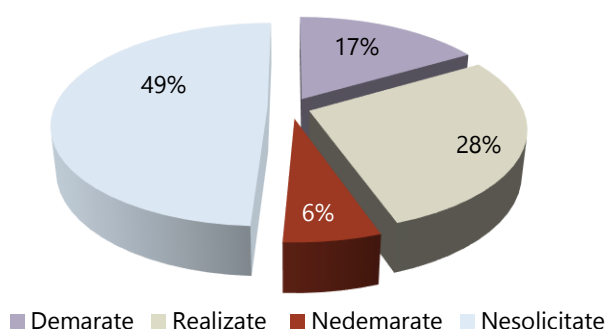
un număr de 225 poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate (reprezentând un procent de 49,23%).

Din punct de vedere fizic al numărului total de proceduri prevazute în P.A.A.S. actualizat procentul de realizare este de **28,01%** iar **valoric** gradul de realizare este de **6,57%** (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală).

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este următoarea:

Centralizator proceduri (fizic)		
Total poz. la 30.06.2020, din care:	457	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	76	16,63%
- realizate	128	28,01%
- nedemarate	28	6,13%
- nesolicitate	225	49,23%*

*pozițiile nesolicitate reprezintă procedurile de achiziții care urmează a fi solicitate de compartimentele societății până la sfârșitul anului.



Grafic 19-Situația procedurilor de achiziții la 30.06.2020

Centralizator proceduri (valoric)-lei		
Total valoric la 30.06.2020, din care:	2.297.166.212,43	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	1.519.433.030,39	66,14%
- realizate	150.833.260,17	6,57%
- nedemarate (în lucru la DASC)	62.149.629,52	2,71%
- nesolicitate	533.781.631,31	23,24%

NOTĂ. Din punct de vedere valoric, suma procentelor este mai mică de 100%, diferența rezultând dintre valoarea estimată a procedurilor și valoarea adjudecată (mai mică decât valoarea estimată).

Pentru cele **128 de poziții realizate** din PAAS 2020, secțiunea proceduri, situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată (lei fără TVA)	Valoare realizată (lei fără TVA)	%
128	171.571.266,61	150.833.260,17	88%

Situația totală a contractelor încheiate (care include și contractele subsecvente atribuite în baza acordurilor cadru) se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip contract	Număr de contracte/ acorduri cadru atribuite	Total valoare contracte	Din care număr de contracte subsecvente	Valoare contracte subsecvente	Valoare realizări din PAAS
	-	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
Contracte de lucrări	19	34.740.326,82	2	985.078,88	34.740.326,82
Contracte de servicii	60	73.287.885,25	41	40.351.506,30	73.287.885,25
Contracte de produse	64	42.805.048,10	8	7.006.211,87	42.805.048,10
TOTAL CONTRACTE	143	150.833.260,18	51	48.342.797,05	150.833.260,18

Tabel 12- Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în perioada 01.01-30.06.2020

ACHIZIȚII DIRECTE:

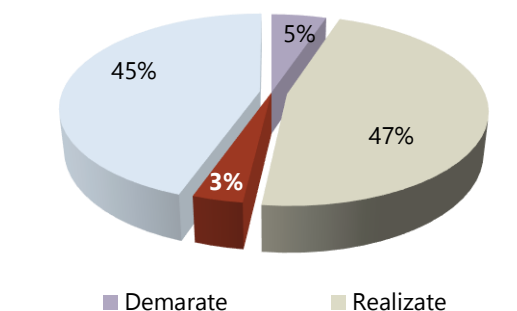
În baza celor prevăzute în PAAS 2020 actualizat, din **574 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost **demarate 30 achiziții directe (5,23%)**, **268 achiziții directe sunt finalizate (46,69%)**, iar **20 achiziții directe sunt nedemarate (3,48%)**, în desfășurare în diferite stadii.

Cele 20 achiziții directe nedemarate sunt în stadiu curent solicitate, cu documentații intrate la DASC, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de 256 poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate (reprezentând un procent de 44,60%).

Din punct de vedere fizic al numărului total de achiziții directe din programul aprobat procentul de realizare a achizițiilor directe este de **46,69%**, iar **valoric** de **24,54%** (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală).

Centralizator achiziții directe (fizic)		
Total poz. la 30.06.2020, din care:	574	% de realizare achiziții directe
- demarate	30	5,23%
- realizate	268	46,69%
- nedemarate	20	3,48%
- nesolicitate	256	44,60%*

*pozițiile nesolicitate reprezintă achizițiile directe care urmează a fi solicitate de compartimentele societății până la sfârșitul anului.



Grafic 20-Situația achizițiilor directe la 30.06.2020

Centralizator achiziții directe (valoric)-lei		
Total valoric la 30.06.2020, din care:	26.309.859,92	% de realizare achiziții directe
- demarate	1.867.260,83	7,10%
- realizate	6.455.889,78	24,54%
- nedemarate	244.306,83	0,93%
- nesolicitate	16.491.006,96	62,68%

NOTĂ. Din punct de vedere valoric, suma procentelor este mai mică de 100%, diferența rezultând dintre valoarea estimată a procedurilor și valoarea adjudecată (mai mică decât valoarea estimată).

Pentru cele **268 poziții realizate** din P.A.A.S. 2020 prin achiziții directe, situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată (lei fără TVA)	Valoare realizată (lei fără TVA)	%
268	6.809.422,62	6.455.889,78	95%

Situația centralizată a achizițiilor directe

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. actualizat, și în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate în perioada 01.01.-30.06.2020 se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip Contract	Total valoare contracte/ Comenzi (lei fără TVA)	Număr de contr. achiziții directe	Valoare contracte achiziții directe (lei fără TVA)	Număr comenzi achiziții directe	Valoare comenzi achiziții directe (lei fără TVA)	Valoare achiziții care nu sunt cuprinse în Anexa 1-AD (lei fără TVA)	Număr comenzi din program Aprov.	Valoare din program Aprov. (lei fără TVA)	Valoare realizări din Anexa 1-AD (lei fără TVA)
Lucrări	3.057.360,98	7	3.057.360,98	0	0,00	0,00	0,00	0,00	3.057.360,98
Servicii	1.952.893,14	40	1.523.042,59	56	394.805,46	7.870,16	13,00	35.045,09	1.945.022,99
Produse	3.370.199,56	8	1.271.234,57	111	1.912.302,71	1.916.693,75	63,00	186.662,28	1.453.505,81
TOTAL CONTRACTE	8.380.453,68	56	5.851.638,14	167	2.307.108,17	1.924.563,91	76,00	221.707,37	6.455.889,78

Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în Sem. I 2020

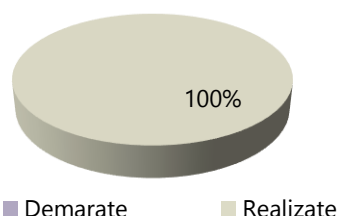
Menționăm că în contextul actualei epidemii de COVID-19, în temeiul Art. 10, Anexa 1 din Decretul nr. 195 din 16 martie 2020 privind instituirea stării de urgență pe teritoriul României și Decret nr. 240 din 14 aprilie 2020, privind prelungirea stării de urgență, SNTGN TRANSGAZ SA a încheiat până la data de 30.06.2020 un număr de 3 (trei) contracte în valoare totală de 770.228,74 lei și un număr de 26 (douăzecișisase) comenzi cu o valoare cumulată de 1.148.732,95 lei.

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE-PAAS 2020 (pentru Moldova)

În baza celor prevăzute în PAAS 2020 (Moldova), există **2 poziții active**, care **sunt finalizate (100,00%)**.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri PAAS-pentru Moldova (fizic)		
Total poz. la 30.06.2020, din care:	2	% de realizare proceduri
- demarate	0	0,00%
- realizate	2	100,00%
- nedemarate	0	0,00%
- nesolicitate	0	0,00%



Grafic 21-Situația procedurilor PAAS pentru Moldova la 30.06.2020

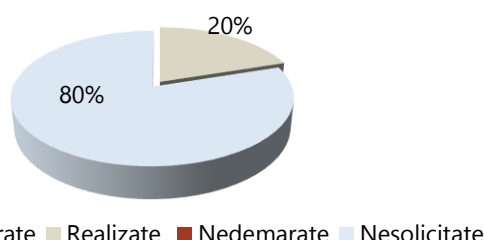
Centralizator proceduri PAAS-pentru Moldova (valoric)-lei		
Total valoric la 30.06.2020, din care:	159.381.789,52	% de realizare proceduri
- demarate	0,00	0,00%
- realizate	159.381.789,52	100,00%
- nedemarate	0,00	0,00%
- nesolicitate	0,00	0,00%

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE-PAAS 2020 BRUA (Faza 1 și Faza 2)

În baza celor prevăzute în PAAS 2020-BRUA (Faza 1 și Faza 2), din cele **5 poziții existente**, 4 poziții sunt nesolicitate (Faza 2) (80,00%), iar 1 poziție este finalizată (Faza 1) (20,00%),

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri PAAS-BRUA (Faza 1 și Faza 2) (fizic)		
Total poz. la 30.06.2020, din care:	5	% de realizare proceduri
- demarate	0	0,00%
- realizate	1	20,00%
- nedemarate	0	0,00%
- nesolicitate	4	80,00%



Grafic 22-Situația procedurilor PAAS pentru BRUA la 30.06.2020

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA (Faza 1 și Faza 2) (valoric)-lei		
Total valoric la 30.06.2020, din care:	288.665.488	% de realizare proceduri
- demarate	0	0,00%
- realizate	20.000	0,01%
- nedemarate	0	0,00%
- nesolicitate	288.645.488	99,99%

4. RAPORTARE FINANCIARĂ

4.1 Poziția financiară

Conform art.1 din OMFP nr. 881/25 iunie 2012 *privind aplicarea de către societățile comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată a Standardelor Internaționale de Raportare Financiară*, începând cu exercițiul financiar al anului 2012, societățile comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată au obligația de a aplica Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) la întocmirea situațiilor financiare anuale individuale.

Situația poziției financiare la 30.06.2020 comparativ cu anul 2019 se prezintă astfel:

Denumire indicator	30-06-2020	31-12-2019	Dinamica
	mii lei	mii lei	(%)
0	1	2	3=1/2*100
Imobilizări corporale	459.782	476.406	96,51%
Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing	8.426	9.359	90,03%
Imobilizări necorporale	3.537.272	3.058.556	115,65%
Imobilizări financiare	279.957	215.887	129,68%
Creanțe comerciale și alte creanțe	928.748	723.921	128,29%
Active imobilizate	5.214.185	4.484.129	116,28%
Stocuri	402.031	488.034	82,38%
Creanțe comerciale și alte creanțe	257.037	485.867	52,90%
Casa și conturi la bănci	375.618	311.138	120,72%
Active circulante –TOTAL	1.034.686	1.285.039	80,52%
TOTAL ACTIV	6.248.871	5.769.168	108,31%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	737.435	497.439	148,25%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	1.680.470	1.489.789	112,80%
Total datorii	2.417.905	1.987.228	121,67%
Capitaluri proprii	3.830.967	3.781.940	101,30%
Capital social	117.738	117.738	100,00%
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	441.418	441.418	100,00%
Prime de capital	247.479	247.479	100,00%
Alte rezerve	1.265.797	1.265.797	100,00%
Rezultatul reportat	1.758.535	1.709.508	102,87%
Total capitaluri proprii si datorii	6.248.872	5.769.168	108,31%

Tabel 14- Situația poziției financiare a societății în Semestrul I 2020

Imobilizări corporale

Imobilizările corporale cuprind clădiri auxiliare activelor operaționale, clădiri de birouri, terenuri, active folosite pentru activitatea de tranzit precum și obiective aferente sistemului național de transport preluate cu titlu gratuit.

Imobilizările corporale au înregistrat o scădere de 16.624 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2019, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale nu au depășit cheltuiala cu amortizarea privind imobilizările corporale.

La sfârșitul perioadei s-au înregistrat avansuri acordate pentru imobilizări corporale în suma de 366 mii lei.

Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing

Începând cu 1 ianuarie 2019 societatea aplică IFRS 16 pentru contractele de închiriere care îndeplinesc criteriile de recunoaștere și a recunoscut ca activ necorporal un drept de utilizare aferent contractelor de închiriere.

Drepturile de utilizare a activelor luate în leasing înregistrează o scădere de 933 mii lei față de 31 decembrie 2019, această scădere datorându-se înregistrării amortizării acestora.

Imobilizări necorporale

Programe informatice

Licențele achiziționate aferente drepturilor de utilizare a programelor informatice sunt capitalizate pe baza costurilor înregistrate cu achiziționarea și punerea în funcțiune a programelor informatice respective.

Aceste costuri sunt amortizate pe durata de viață utilă estimată a acestora (trei ani).

Costurile aferente dezvoltării sau întreținerii programelor informatice sunt recunoscute ca și cheltuieli în perioada în care sunt înregistrate.

Acordul de concesiune a serviciilor

Începând cu anul 2010, Societatea, în conformitate cu procesul de aprobare UE, a început să aplice IFRIC 12, **Angajamente de concesiune a serviciilor**, adoptat de către UE.

Domeniul de aplicare al IFRIC 12 cuprinde: infrastructura existentă la momentul semnării acordului de concesiune și de asemenea modernizările și îmbunătățirile aduse sistemului de conducte, care sunt transferate autorității de reglementare la sfârșitul acordului de concesiune.

Societatea are dreptul de a taxa utilizatorii serviciului public și, în consecință, un activ necorporal a fost recunoscut pentru acest drept.

Din cauza faptului că Acordul de Concesiune a Serviciilor („ACS”) nu a avut o substanță comercială (i.e. nu a modificat nimic substanțial în modul în care Societatea a operat activele; fluxurile de numerar s-au modificat numai cu plata redevenței, dar, pe de altă parte, tariful de transport a crescut pentru a acoperi redevența), activul necorporal a fost măsurat la valoarea netă rămasă a activelor nerecunoscute (clasificate în situațiile financiare ca și imobilizări corporale la data aplicării IFRIC 12).

În consecință, Societatea a continuat să recunoască activul, dar l-a reclasificat ca și activ necorporal. Societatea a testat activele necorporale recunoscute la acea dată fără a identifica depreciere. Pe măsură ce apar, costurile înlocuirilor sunt trecute pe cheltuială, în timp ce îmbunătățirile activelor utilizate în cadrul ACS sunt recunoscute la valoarea justă.

Activele necorporale sunt amortizate la zero pe parcursul perioadei rămase a acordului de concesiune.

Imobilizările necorporale au crescut cu 478.716 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2019, această creștere datorându-se în principal lucrărilor de investiții aferente proiectelor majore cuprinse în Planul de dezvoltare pe 10 ani.

La sfârșitul perioadei sau înregistrat avansuri acordate pentru imobilizări necorporale în suma de 89.682 mii lei

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare au crescut cu 64.070 mii lei față de 31.12.2019 și reprezintă majorarea capitalului social al societății EUROTRANSGAZ SRL Chișinău din Republica Moldova, înființată prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017 a SNTGN Transgaz SA.

Creanțe comerciale și alte creanțe aferente imobilizărilor

Creșterea creanței față de ANRM la 30 iunie 2020 cu suma de 204.827 mii lei, creanță calculată datorită intrării în vigoare a Legii 127/2014 din 5 octombrie 2014, care menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE.

Creșterea de 204.827 mii lei față de valoarea la 31 decembrie 2019 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate și ajustarea valorii reglementate a activelor cu rata inflației începând cu anul 2019, conform Ordinul ANRE nr. 41/2019.

Stocuri

La 30 iunie 2020 stocurile au înregistrat o scădere de 86.003 mii lei comparativ cu valoarea de la 31 decembrie 2019, scădere datorată în principal înregistrării materialelor achiziționate pentru execuția proiectului: "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria" și a proiectului „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” la investiții în curs.

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 30 iunie 2020, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe **a scăzut cu 228.830 mii lei** față de 31 decembrie 2019, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- scăderea soldului creanțelor clienți cu 127.341 mii lei determinată în special de scăderea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional;
- scăderea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 5.898 mii lei;
- scăderea soldului altor creanțe cu 95.591 mii lei.

Casa și conturi la bănci

La 30 iunie 2020 numerarul societății a crescut cu 64.480 mii lei comparativ cu sfârșitul anului 2019.

Disponibilitățile din conturile bancare în lei au crescut cu 216.060 mii lei și cele din conturile de depozite bancare în valută au scăzut cu 151.905 mii lei.

Alte elemente de numerar și echivalente de numerar înregistrează o creștere de 325 mii lei comparativ cu anul 2019.

Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an

În structura datoriilor ce trebuie plătite într-o perioadă de un an se constată următoarele modificări față de 31 decembrie 2019:

- creșterea soldului datoriilor comerciale și a altor datorii cu 214.889 mii lei;
- scăderea provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 12.680 mii lei, pe seama reluării la venituri a provizionului pentru concedii neefectuate, care a depășit valoarea provizionul constituit pentru participarea salariaților la profit înregistrat în sem. I 2020;
- înregistrarea impozitului curent de plata în suma de 9.506 mii lei;
- înregistrarea împrumuturilor pe termen scurt în suma de 28.279 mii lei.

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- **creșterea împrumuturilor pe termen scurt în suma de 255.958 mii lei.**
- **diminuarea veniturilor înregistrate în avans și a subvențiilor cu 31.235 mii lei;**
- **creșterea datoriei privind impozitul amânat cu 1.044 mii lei** este cauzată în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz;
- **diminuarea datoriilor comerciale și a altor datorii în suma de 35.085 mii lei.**

Capitaluri proprii

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat.

Creșterea rezultatului reportat cu 45.406 mii lei este determinată de repartizarea profitului aferent anului 2019 la dividende cuvenite acționarilor, care a depășit profitul înregistrat în semestrul I 2020.

4.2 Rezultatul global

Situația contului de profit și pierdere la 30 iunie 2020 față de realizările perioadei similare a anului 2019 este prezentată în tabelul de mai jos:

Specificație	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
	30-06-2020	30-06-2019	
1	2	3	4=2/3*100
TOTAL venituri. din care:	1.586.398	1.289.299	123,04%
Venituri din exploatare înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 și echilibrare	759.029	774.994	97,94%
Venituri din activitatea de echilibrare	111.953	183.208	61,11%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	673.000	297.898	225,92%
Venituri financiare	42.417	33.199	127,77%
TOTAL cheltuieli. din care:	1.309.253	1.057.573	123,80%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 și echilibrare	517.072	560.033	92,33%
Cheltuieli din activitatea de echilibrare	111.953	183.208	61,11%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	673.000	297.898	225,92%
Cheltuieli financiare	7.228	16.433	43,98%
PROFIT BRUT. din care:	277.146	231.726	119,60%
Rezultat din exploatare	241.957	214.961	112,56%
Rezultat financiar	35.189	16.765	209,89%
IMPOZIT PE PROFIT	45.978	36.225	126,92%
PROFIT NET	231.168	195.501	118,24%

Tabel 15-Situația contului de profit și pierdere Sem.I 2020 vs. Sem.I 2019

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12, realizate în semestrul I 2020 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019, se prezintă astfel:

Specificații	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
	Sem. I 2020	Sem. I 2019	
1	2	3	4=2/3*100
Venituri din activitatea de transport			
- mii lei	677.824	582.317	116,40
- MWh	69.961.583	73.279.756	95,47
- lei/MWh	9,69	7,95	121,92
Venituri din activitatea de transport internațional			
- mii lei	59.231	170.431	34,75
Alte venituri din exploatare			
- mii lei	21.974	22.246	98,78
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	759.029	774.994	97,94

Tabel 16- Veniturile activității de exploatare- Realizări Sem. I 2020 vs. Realizări Sem. I 2019

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare efectuate în perioada 01.01.-30.06.2020 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2019 se prezintă astfel:

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Sem. I (mii lei)		Dinamica (%)
		2020	2019	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Amortizare	104.878	96.778	108,37
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natura salarială și beneficii acordate angajaților	206.906	189.003	109,47
3.	Consum de gaze în SNT, materiale și consumabile utilizate, din care:	49.996	58.981	84,77
	- Consum și pierderi de gaze în SNT	39.356	39.228	100,33
	cantitate consum de gaze în SNT- MWh	358.118	389.039	92,05
	- Materiale auxiliare	9.141	17.605	51,92
	- Alte cheltuieli materiale	1.499	2.148	69,76
4.	Cheltuieli cu redevențe	73.705	75.275	97,92
5.	Întreținere și transport, din care	9.281	10.777	86,13
	- Lucrări, servicii executate de terți	4.470	3.014	148,33
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	31.994	48.026	66,62
	- Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	1.963	16.677	11,77
	- Impozit pe monopol	26.745	28.160	94,98
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	-7.863	-7.996	98,33
8.	Alte cheltuieli de exploatare	48.172	89.188	54,01
TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		517.072	560.033	92,33

Tabel 17– Cheltuielile activității de exploatare realizate Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie la 30 iunie 2020 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019 este redată în tabelul următor:

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 30 iunie (mii lei)	
	2020	2019
Profit înainte de impozitare	277.146	231.726
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	104.878	96.778
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-157	-124
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-12.680	-7.996
Provizioane pentru investiții	0	2.129
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-14.266	-11.137
Venituri din Creanța privind Acordul de Concesiune	-27.749	0
Pierdere din creanțe și debitori diversi	4	0
Ajustări pentru deprecierea creanțelor	5.898	50.177

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 30 iunie (mii lei)	
	2020	2019
Venituri din dobânzi	-13.287	-12.023
Pierdere/ (castig) din deprecierea stocurilor	4.416	-373
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	6.366	3.338
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	330.568	352.495
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	56.538	174.045
(Creștere)/descreștere stocuri	81.586	-125.199
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	-177.139	19.314
Numerar generat din exploatare	291.552	420.656
Dobânzi plătite	0	0
Dobânzi primite	1.343	1.263
Impozit pe profit platit	-21.224	0
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	271.672	421.918
Flux de trezorerie din activități de investiții		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-425.210	-368.757
Investiții financiare/participații	-64.070	-22.645
Incasări din cedarea de imobilizări corporale	214	165
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	4.444	141.691
Numerar net utilizat în activități de investiții	-484.622	-249.547
Flux de trezorerie din activități de finanțare		
Trageri împrumuturi pe termen lung	277.938	0
Dividende plătite	-508	-1.704
Numerar net utilizat în activități de finanțare	277.430	-1.704
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	64.480	170.668
Numerar și echivalent de numerar la început de an	311.138	708.752
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	375.618	879.420

Tabel 18 - Situația fluxurilor de trezorerie – sem.I 2020 vs sem.I 2019

Din analiza fluxului de numerar la 30 iunie 2020 se constată **o scădere a disponibilităților** cu **503.803 mii lei** comparativ cu 30 iunie 2019.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar sunt:

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 271.672 mii lei, cu 150.247 mii lei mai mic decât în primele 6 luni ale anului 2019;
- fluxul de numerar din activitatea de investiții este de -484.622 mii lei, cu 235.076 mii lei mai mic decât în primele 6 luni ale anului 2019;
- fluxul de numerar din activitatea de finanțare este de 277.430 mii lei, cu 279.134 mii lei mai mare decât în primele 6 luni ale anului 2019.

La data de 30 iunie 2020, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 375.208 mii lei, din care 15% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

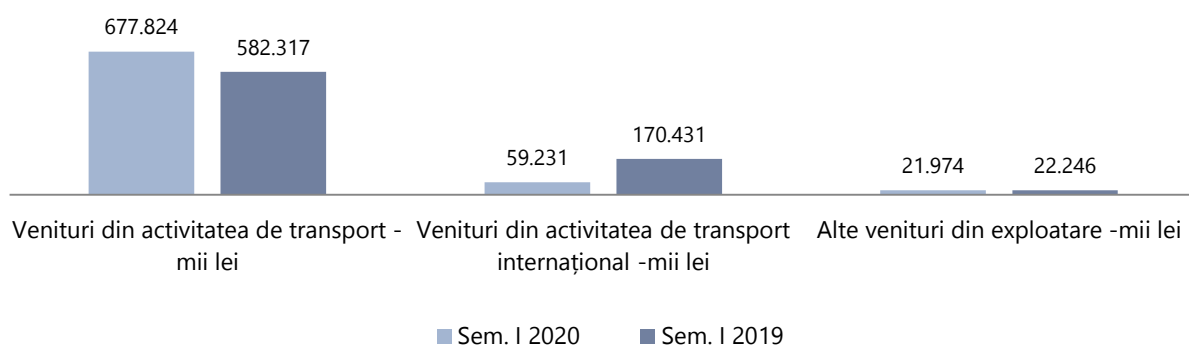
4.4 Analiza factorială a activității

Activitatea de transport gaze naturale prin SNT vizează peste 90% din gazele naturale consumate în România și din acest motiv se poate considera că societatea:

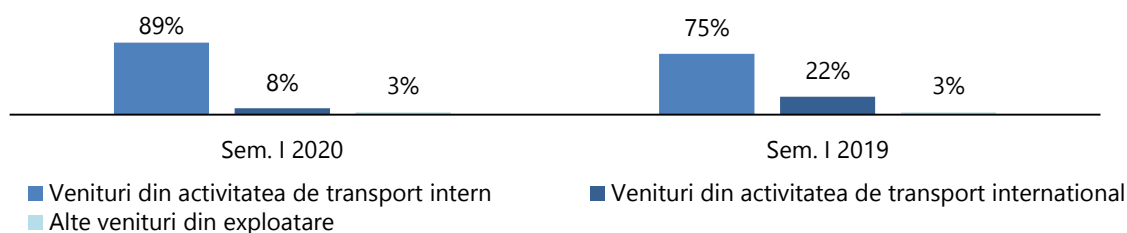
- nu se confruntă cu situații concurențiale în domeniu;
- nu depinde în mod semnificativ de un client/grup de clienți din portofoliul său.

Specificații	Realizări Sem. I		Dinamica %
	2020	2019	
Venituri din activitatea de transport			
- mii lei	677.824	582.317	116,40
- MWh	69.961.583	73.279.756	95,47
- lei/MWh	9,69	7,95	121,92
Venituri din activitatea de transport internațional			
- mii lei	59.231	170.431	34,75
Alte venituri din exploatare			
- mii lei	21.974	22.246	98,78
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de activitatea de echilibrare și din construcții conform cu IFRIC12	759.029	774.994	97,94

Tabel 19– Evoluția veniturilor din transportul intern și internațional al gazelor naturale Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019



Grafic 23 -Structura veniturilor din exploatare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019



Grafic 24-Pondere activităților în totalul veniturilor din exploatare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

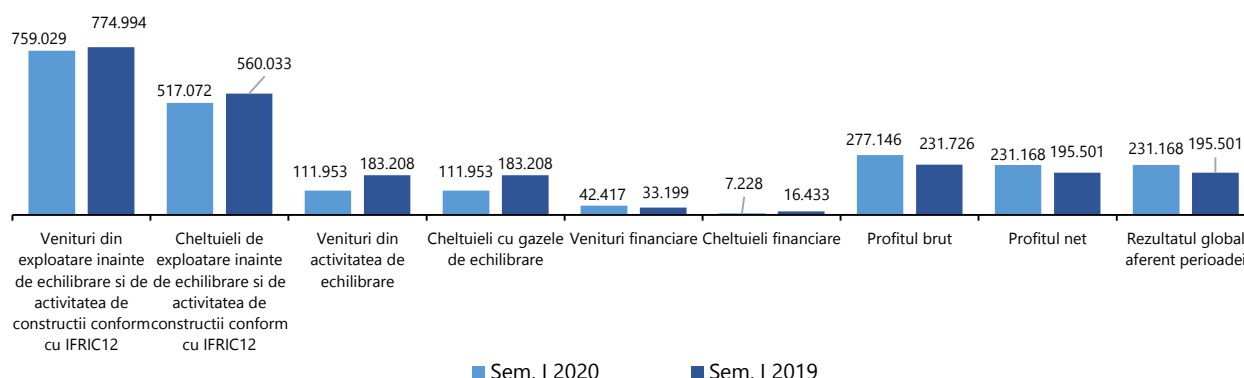
Realizări semestrul I 2020 versus Realizări semestrul I 2019

Situația rezultatelor financiare realizate la 30 iunie 2020 față de realizările perioadei similare ale anului 2019 este prezentată în tabelul de mai jos:

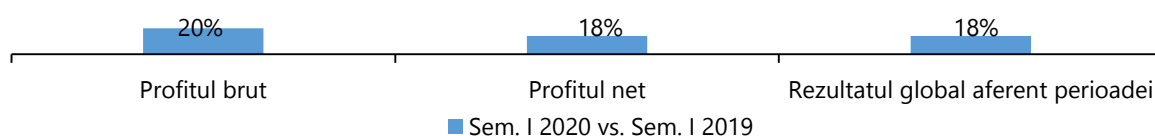
(mii lei)

Denumirea	Realizat Sem. I 2020	Realizat Sem. I 2019	Modificări
0	1	2	3=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	759.029	774.994	-2%
Venituri din activitatea de echilibrare	111.953	183.208	-39%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	673.000	297.898	126%
Venituri financiare	42.417	33.199	28%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	517.072	560.033	-8%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	111.953	183.208	-39%
Costul activelor conform cu IFRIC12	673.000	297.898	126%
Cheltuieli financiare	7.228	16.433	-56%
PROFITUL BRUT -total, din care:	277.146	231.726	20%
· din exploatare	241.957	214.961	13%
· din activitatea financiară	35.189	16.765	110%
Impozitul pe profit	45.978	36.225	27%
PROFITUL NET	231.168	195.501	18%

Tabel 20- Rezultatele financiare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019



Grafic 25 - Rezultate financiare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mii lei)



Grafic 26- Rezultate financiare Sem. I 2020 vs. 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 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:

		Sem. I 2020	Sem. I 2019	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	26.331.627	27.775.663	-1.444.036
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	43.629.956	45.504.092	-1.874.136
Total*)	MWh	69.961.583	73.279.756	-3.318.172

*) cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

Scăderea tarifelor în perioada 01.01-30.06.2020 față de 01.01-30.06.2019 a fost determinată în principal de:

- prevederile 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;
- nerecunoașterea de către ANRE, în categoria costurilor preluate direct și implicit în venitul reglementat la fundamentarea tarifelor pentru anul gazier 2019-2020, a impozitului pe monopol.
- *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 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 negativă de 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.

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 semestrul I 2020 nu s-au mai constituit/înregistrat ajustări pentru deprecierea activelor curente;
- cheltuieli cu impozite și alte sume datorate statului: 16.032 mii lei
- cheltuieli cu redevența pentru concesiunea 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;
- 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 trimestrul I 2020 este mai mare cu 20%, respectiv cu 45.419 mii lei.

Realizări Sem. I 2020 versus Buget Sem. I 2020

Principalii indicatori economico-financiar realizati în semestrul I 2020, comparativ cu bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin HAGOA nr. 2 din 4 martie 2020 sunt prezentați în tabelul următor:

(mii lei)

Denumirea	BVC 6 luni 2020	Realizat 6 luni 2020	Modificări
1	2	3	4=3/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	741.835	759.029	2%
Venituri din activitatea de echilibrare	43.553	111.953	157%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	2.039.614	673.000	-67%
Venituri financiare	24.729	42.417	72%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	647.538	517.072	-20%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	43.553	111.953	157%
Costul activelor conform cu IFRIC12	2.039.614	673.000	-67%
Cheltuieli financiare	9.259	7.228	-22%
PROFITUL BRUT -total, din care:	109.767	277.146	152%
· din exploatare	94.297	241.957	157%
· din activitatea financiară	15.470	35.189	127%
Impozitul pe profit	13.216	45.978	248%
PROFITUL NET	96.551	231.168	139%

Tabel 21 - Rezultate financiare 6 luni 2020 vs. Buget 6 luni 2020

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **17.193 mii lei** față de cele prevăzute în BVC.

Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **45.575 mii lei**, datorită:
 - **capacității rezervate** mai mari cu 6.383.899 MWh cu o influență pozitivă de **52.197 mii lei**, creștere influențată și de facturarea contravalorii depășirilor de capacitate rezervată aferente semestrului I al anului 2020, în conformitate cu Ordinul ANRE nr.1/18.01.2016, Ordinul ANRE nr.14/30 martie 2016 și Ordinul ANRE nr.160/26 noiembrie 2015;
 - **cantității de gaze transportate** mai mică față de cea planificată cu 4.263.675 MWh (▼6%) cu o influență negativă de **6.622 mii lei**;
- veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o creștere de **1.285 mii lei** determinată de variațiile cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor;
- alte venituri din exploatare au scăzut cu **29.666 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC. În situațiile financiare Transgaz nu prezintă valoarea veniturilor din producția de imobilizări

corporate și nici valoarea cheltuielilor corespunzătoare acestora conform Ordinului 2.844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele internaționale de raportare financiară, aplicabile societăților comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **68.400 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 1.373.415 MWh cu influență favorabilă de 156.459 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mic cu 50,16 lei/MWh, cu o influență nefavorabilă de 88.060 mii lei.

Veniturile financiare au înregistrat o creștere de **17.688 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC datorită veniturilor din diferențe de curs valutar.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o scădere de **20%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **130.466 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

S-au înregistrat economii de 145.762 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu amortizarea: 18.336 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 36.399 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 32.206 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 31.730 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 20.650 mii lei
- consum de gaze naturale pe sistemul de transport 5.753 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 687 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 15.296 mii lei, în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

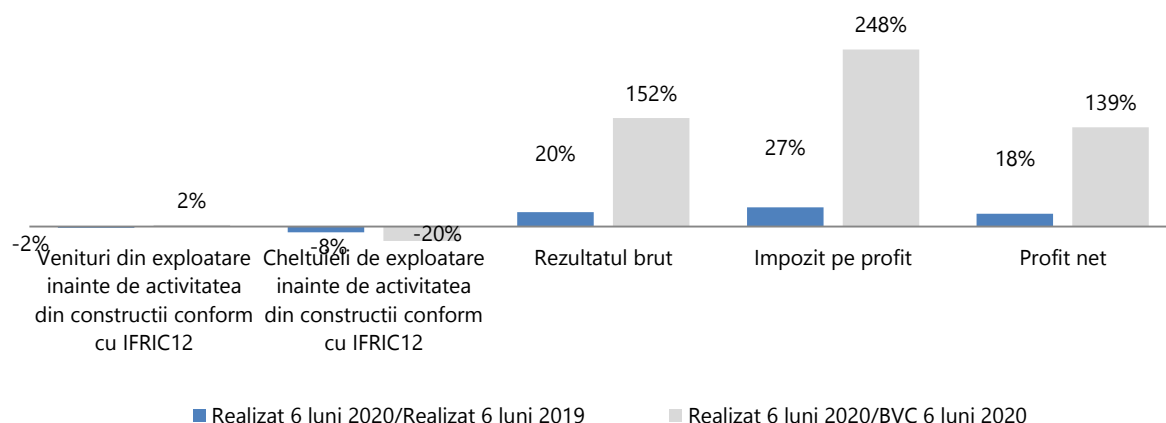
- cheltuieli cu redevența pentru concesiunea de SNT: 4.686 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 10.610 mii lei.

Cheltuielile financiare sunt mai mici decât nivelul prevăzut în BVC cu **2.013 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Profitul brut este cu 152% mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu 167.379 mii lei superior prevederilor din BVC, iar profitul net cu 139% mai mare decât cel programat, respectiv cu 134.617 mii lei mai mare decât cel din BVC.

	Realizat 6 luni 2020 vs. Realizat 6 luni 2019	Realizat 6 luni 2020 vs. BVC 6 luni 2020
Venituri din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	-2%	2%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	-8%	-20%
Rezultatul brut	20%	152%
Impozit pe profit	27%	248%
Profitul net	18%	139%

Tabel 22 – Realizări Sem. I 2020 vs. realizări Sem. I 2019 și Realizări Sem. I 2020 vs. BVC (%)



Grafic 27- Realizări Sem. I 2020 vs. realizări Sem. I 2019 și realizări Sem. I 2020 vs. BVC 2020

Realizări 6 luni 2020 versus Plan de administrare 2020

Indicatorii cheie de performanță financiari au fost fundamentați pe baza datelor din Bugetul de venituri și cheltuieli al societății aprobat prin HAGO nr. 2/2020.

Nivelul indicatorilor de performanță financiari realizați comparativ cu cei prevăzuți în planul de administrare este redat în următorul tabel:

(mii lei)

Nr. crt.	Criteriu de performanță	Plan administrare 2020	Realizat 6 luni 2020	Procent	Diferență
1.	Plăți restante-mii lei	0	0	100%	0
2.	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli)-mii lei	1.095.239	409.741	267%	685.498
3.	Rata lichidității imediate	1,11	0,86	77%	-0,25
4.	Rata de îndatorare netă	5,50	2,7338	201%	2,77
5.	EBITDA-mii lei	349.317	346.836	99%	-2.481

Tabel 23 – Realizări 6 luni 2020 vs. Plan de administrare 2020

4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar

Factori de risc financiar

Prin natura activităților efectuate, Societatea este expusă unor riscuri variate care includ: riscul de piață (inclusiv riscul monetar, riscul de rată a dobânzii privind valoarea justă, riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și riscul de preț), riscul de credit și riscul de lichiditate.

Programul Societății privind managementul riscului se concentrează asupra imprevizibilității piețelor financiare și caută să minimalizeze potențialele efecte adverse asupra performanțelor financiare ale Societății.

Societatea nu utilizează instrumente financiare derivate pentru a se proteja de anumite expuneri la risc.

Riscul de piață

Riscul valutar

Societatea este expusă riscului valutar prin expunerile la diferite devize, în special la Euro. Riscul valutar este asociat activelor și obligațiilor recunoscute.

Societatea nu întreprinde acțiuni formale de minimalizare a riscului valutar aferent operațiunilor sale, așadar, Societatea nu aplică contabilitatea acoperirii împotriva riscului.

Conducerea consideră totuși că Societatea este acoperită în ce privește riscul valutar, având în vedere că vânzările în devize (în special veniturile din transport internațional al gazelor naturale) sunt utilizate pentru stingerea obligațiilor exprimate în devize.

Următorul tabel prezintă sensibilitatea profitului și pierderii, precum și a capitalurilor proprii față de posibilele modificări rezonabile ale cursului de schimb, aplicat la sfârșitul perioadei de raportare, monedei funcționale a societății, cu toate variabilele menținute constante:

	30 iunie 2020	31 decembrie 2019
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului USD cu 10%	143.489	125.419
Deprecierii dolarului USD cu 10%	(143.489)	(125.419)
Aprecierii Euro cu 10%	(46.328.706)	(36.331.510)
Deprecierii Euro cu 10%	46.328.706	36.331.510

Riscul de preț

Societatea este expusă riscului prețului mărfurilor aferent gazului achiziționat pentru consumul propriu.

Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/ mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/ mai mare cu 1.652.964 lei la iunie 2020 (decembrie 2019: 2.989.892 lei).

Riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și valoarea justă

Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin depozitele la bănci.

Societatea nu a încheiat nici un fel de angajamente în vederea diminuării riscului.

Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 3.597.019 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2019: 497.755 lei mai mic/mai mare), ca efect net al modificării ratei dobânzii la împrumuturile cu dobândă variabilă, respectiv al ratei dobânzii la depozitele bancare.

Riscul de credit

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale.

Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători.

Valoarea contabilă a creanțelor, netă de ajustările pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit.

Riscul de credit al Societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 49% din soldurile de creanțe comerciale la iunie 2020 (31 decembrie 2019: 47%).

Deși colectarea creanțelor poate fi influențată de factori economici, conducerea consideră că nu există un risc semnificativ de pierdere care să depășească ajustările deja create.

La 30 iunie 2020 societatea are la dispoziție garanții de bună plată de la clienți în valoarea de 107.028.586 lei.

Numerarul este plasat la instituții financiare, care sunt considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

	30 iunie 2020 (neauditat)	31 decembrie 2019
Fără rating	612.424	1.183.999
BB	-	-
BB+	1.416.359	61.134.709
BBB-	1.452.881	7.691.934
BBB	-	-
BBB+	371.286.622	240.441.135
A	136.916	137.355
AA	-	-
AA-	303.421	363.482
	375.208.623	310.952.614

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

Riscul de lichiditate

Managementul prudent al riscului de lichiditate implică menținerea de numerar suficient și disponibilitatea de fonduri printr-o valoare adecvată a facilităților de credit angajate. Societatea previzionează fluxurile de trezorerie.

Funcția financiară a Societății monitorizează continuu cerințele de lichidități ale Societății pentru a se asigura că există numerar suficient pentru a răspunde cerințelor operaționale, menținând în același timp un nivel suficient al facilităților de împrumut neutilizate în orice moment, astfel încât Societatea să nu încalce limitele sau acordurile de împrumut (unde e cazul) pentru niciuna din facilitățile sale de împrumut.

Aceste previziuni iau în calcul planurile Societății de finanțare a datoriei, respectarea acordurilor, respectarea obiectivelor interne referitoare la indicatorii din bilanțul contabil și, dacă e cazul, a reglementărilor externe sau a dispozițiilor legale-de pildă, restricțiile referitoare la monedă.

Societatea investește numerarul suplimentar în conturi curente purtătoare de dobândă și în depozite la termen, alegând instrumente cu maturități adecvate sau lichiditate suficientă pentru a oferi cadrul adecvat, stabilit conform prevederilor menționate mai sus.

Tabelul de mai jos prezintă obligațiile la 30 iunie 2020 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 30 iunie 2020 este următoarea:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	1.076.617.183	47.418.965	357.965.772	671.232.446
Datorii comerciale și alte datorii	<u>523.221.044</u>	<u>505.027.468</u>	<u>18.193.576</u>	-
	<u>1.599.838.227</u>	<u>552.446.433</u>	<u>376.159.348</u>	<u>671.232.446</u>

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2019:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	733.796.269	12.395.649	181.382.883	540.017.737
Datorii comerciale și alte datorii	<u>311.146.989</u>	<u>257.868.151</u>	<u>53.278.838</u>	-
	<u>1.044.943.258</u>	<u>270.263.800</u>	<u>234.661.721</u>	<u>540.017.737</u>

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată și alte datorii și nu sunt incluse: datoriile generate ca rezultat al dispozițiilor legale impuse de autorități, datoriile către salariați și veniturile înregistrate în avans.

Categorii de instrumente financiare:

	30 iunie 2020	31 decembrie 2019
Active financiare		
Numerar și echivalente de numerar	359.723.011	297.906.921
Depozite bancare la termen	15.894.778	13.231.240
Credite și creanțe	1.234.763.293	1.205.939.118
Active financiare-participații	304.843.944	240.773.955
Ajustări privind activele financiare -participații	<u>(24.887.146)</u>	<u>(24.887.146)</u>
	<u>1.890.337.880</u>	<u>1.732.964.088</u>

	30 iunie 2020	31 decembrie 2019
Datorii financiare		
Datorii evaluate la cost amortizat	-	-
Împrumuturi	948.168.000	663.930.000
Datorii evaluate la valoare justă:		
- Garanții financiare contracte	33.507.764	75.006.895
- Datorii comerciale și alte datorii	<u>471.519.704</u>	<u>182.861.256</u>
	<u>1.453.195.468</u>	<u>921.798.151</u>

În categoria credite și creanțe nu sunt incluse creanțele în relația cu salariații și cheltuielile înregistrate în avans.

Managementul riscului de capital

Obiectivele Societății legate de administrarea capitalului se referă la menținerea capacității Societății de a-și continua activitatea cu scopul de a furniza compensații acționarilor și beneficii celorlalte părți interesate, și de a menține o structură optimă a capitalului astfel încât să reducă costurile de capital. Nu există cerințe de capital impuse din exterior.

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Societatea monitorizează capitalul pe baza gradului de îndatorare.

Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total.

Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar.

Capitalul total este calculat drept „capitaluri proprii”, după cum se arată în situația poziției financiare plus datoria netă.

În 2020, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2019 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții.

Gradul de îndatorare net la 30 iunie 2020 și la 31 decembrie 2019:

	30 iunie 2020	31 decembrie 2019
Total împrumuturi	948.168.000	663.930.000
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	<u>(375.617.789)</u>	<u>(311.138.161)</u>
Poziția netă de numerar	<u>572.550.211</u>	<u>352.791.839</u>

Estimarea valorii juste

Valoarea justă a instrumentelor financiare care sunt tranzacționate pe o piață activă se bazează pe prețurile de piață cotate la sfârșitul perioadei de raportare.

Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

Se consideră că valoarea contabilă minus ajutarea pentru deprecierea creanțelor și datoriilor comerciale aproximează valorile juste ale acestora.

Valoarea justă a obligațiilor financiare este estimată prin actualizarea fluxurilor de trezorerie contractuale viitoare utilizând rata curentă de piață a dobânzii disponibilă Societății pentru instrumente financiare similare.

4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021

În conformitate cu prevederile subcapitolul 5.4 din Planul de Administrare al SNTGN TRANSGAZ SA în perioada 2017-2021, intitulat "Indicatori de performanță în perioada 2017-2021 ", criteriile și obiectivele de performanță sunt definite și stabilite după cum urmează:

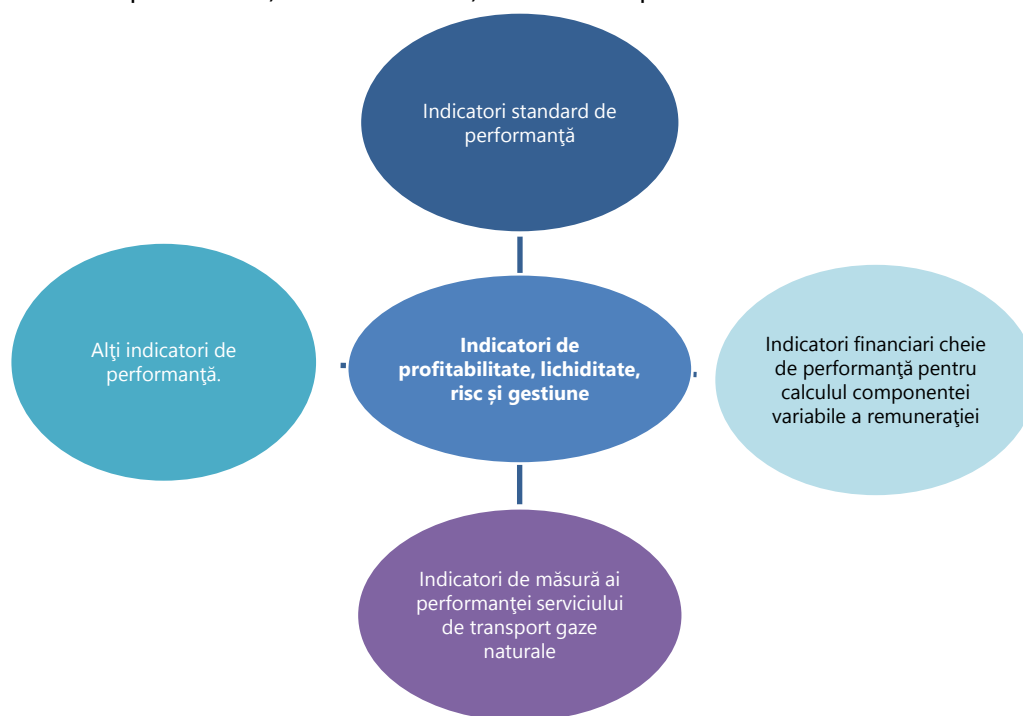


Figura 21 -Indicatori de performanță

4.6.1. Indicatori standard de performanță

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2020	Realizat Sem. I 2020	Grad de realizare %
Investiții puse în funcțiune mii lei	Realizarea nivelului programat	524.685	744.007	141,80%
EBITDA–mii lei	Creșterea EBITDA	349.317	346.836	99,29%
Productivitatea muncii–mii lei/pers.	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr.mediu de personal)	336	205	61,01%
Plăți restante-mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	0	0	100,00%
Creanțe restante–mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în preturi curente)	387.842	418.880	92,59%
Consumul de gaze în SNT-%	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul de gaze în SNT	100%	46,93%	213,08%
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare-lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	906	681	133,04%

Tabel 24 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 30 iunie 2020

4.6.2. Indicatori de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune

Realizări ale indicatorilor în perioada 2017-2019 și estimarea performanțelor Transgaz în perioada 2020 -2021:

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	Realizat 2017	Realizat 2018	Realizat 2019	Realizat Sem. I 2020	Program 2021
1.	Indicatori de profitabilitate						
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	47,18%	43,03%	29,27%	40,75%	34,25%
		Cifra de afaceri					
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	22,53%	20,19%	14,23%	9,05%	14,50%
		Capitaluri proprii					
	Rata profitului brut	Profitul brut	39,17%	33,46%	22,65%	32,56%	17,94%
		Cifra de afaceri					
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	15,48%	13,35%	9,21%	6,03%	6,48%
		Capitaluri proprii					
2.	Indicatori de lichiditate						
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	5,57	3,59	2,58	1,40	1,30
		Datorii pe termen scurt					
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	5,27	2,99	1,60	0,86	1,22
		Datorii pe termen scurt					
3.	Indicatori de risc						
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,85%	6,28%	17,44%	23,94%	85,26%
		Capitaluri proprii					
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	X	222,77	80,40	40,81	11,92
		Cheltuieli cu dobânda					
4.	Indicatori de gestiune						
	Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	142,85	141,49	137,09	133,58	77,94
		Cifra de afaceri					
	Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	19,43	35,52	40,78	48,78	105,64
		Cifra de afaceri					

Tabel 25– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2017-2021

4.6.3. Indicatori cheie de performanță pentru calculul componentei variabile a remunerației

A. Indicatori cheie de performanță–financiari

Nr crt	Indicator	Obiectiv	2020		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat Sem. I	
1.	Plăți restante	<i>Menținerea plăților restante la nivel zero.</i>	0	0	100%
2.	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli) (mii lei)	<i>Menținerea nivelului cheltuielilor de exploatare la nivelul asumat în Planul de administrare</i>	1.095.239	409.741	267%
3.	Rata lichidității curente "Testul acid"	<i>Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.</i>	1,11	0,86	77%
4.	Rata de îndatorare netă	<i>Menținerea unui nivel al ratei de îndatorare netă sub limitele stabilite pentru obținerea finanțării bancare, respectiv: 3 -2017; 3- 2018; 5,5 -2019; 5,5 -2020; 4-2021</i>	5,50	2,7338	201%
5.	EBITDA (mii lei)	<i>Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare</i>	349.317	346.836	99%

Tabel 26– Valoarea indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componentei variabile a remunerației la 30 iunie 2020

5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ

5.1 Declarația nefinanciară

În conformitate cu prevederile OMFP nr. 1938 din 17 august 2016 privind modificarea și completarea unor reglementări contabile, entitățile de interes public care, la data bilanțului, depășesc criteriul de a avea un număr mediu de 500 de salariați în cursul exercițiului financiar includ în raportul administratorilor o declarație nefinanciară care conține, în măsura în care acestea sunt necesare pentru înțelegerea dezvoltării, performanței și poziției entității și a impactului activității sale, informații privind cel puțin aspectele de mediu, sociale și de personal, respectiv drepturile omului, combaterea corupției și a dării de mită (art I, pct 2, lit. 492¹, alin (1)) sau întocmește un raport separat (art I, pct.2, lit 492⁴, alin (1)).

SNTGN Transgaz SA a cuprins prezentarea declarației nefinanciare în cadrul raportului administratorilor.

În definirea și stabilirea așteptărilor nefinanciare, acționarul majoritar Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului dar și ceilalți acționari au în vedere ca așteptările nefinanciare să nu prejudicieze îndeplinirea așteptărilor financiare legate de îmbunătățirea profitabilității și reducerea pierderilor.

Pentru TRANSGAZ, așteptările nefinanciare ale autorității publice tutelare și ale celorlalți acționari, exprimate în scrisoarea de așteptări, sunt:

- Alinierea la cerințele cadrului de reglementare european și național privind transportul de gaze naturale;
- Optimizarea calității implementării principiilor de bună guvernanță corporativă, etică și integritate;
- Îmbunătățirea procesului de bugetare strategică și monitorizare sisteme și procese de management;
- Consolidarea și diversificarea relațiilor de colaborare internă și externă;
- Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător;
- Creșterea gradului de adaptabilitate și a capacității de reacție a societății la schimbările permanente ale mediului în care aceasta își desfășoară activitatea;
- Creșterea satisfacției clienților, partenerilor de afaceri, furnizorilor și a calității serviciilor prestate;
- Îmbunătățirea siguranței și securității ocupaționale;
- Îmbunătățirea procesului de comunicare generală, internă și externă a societății, a capitalului de imagine;
- Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului;
- Creșterea valorii de piață, a capitalizării bursiere și a încrederii investitorilor în acțiunile companiei;
- Optimizarea rating-ului companiei;
- Implementarea unui mecanism de control intern care să protejeze investiția făcută de acționari în companie și activele acesteia și care să sprijine administratorii în evaluarea anuală a eficacității mecanismelor de control;
- Optimizarea modelului de politică de responsabilitate socială și acordare sponsorizări.

5.2 Management responsabil și strategii sustenabile

Pornind de la definiția sustenabilității, „satisfacerea nevoilor de azi fără a sacrifica abilitatea generațiilor viitoare de a-și satisface propriile nevoi”, cunoscută și sub denumirea de dezvoltare durabilă, subliniem și susținem importanța unei astfel de politici de dezvoltare.

Politica de dezvoltare durabilă ajută organizația să evite, să reducă sau să controleze impactul dăunător al activităților sale asupra mediului și populației, să se conformeze cerințelor legale aplicabile și poate face parte dintr-un trend pe care clienții îl apreciază.

Managementul responsabil poate fi descris ca o încercare de a păstra echilibrul între interesele întregii lumi (oameni, firme, mediu) pentru prosperitatea atât a generației prezente, cât și a celei viitoare.

Pentru a răspunde acestui principiu politicile adoptate în cadrul societății urmăresc:

- minimizarea impactului negativ a activității asupra mediului natural și social;
- generarea de beneficii economice societății locale;
- îmbunătățirea condițiilor de muncă;
- conservarea patrimoniului natural.

5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională

Societatea s-a aliniat la sistemele internaționale de management și prin implementarea și Certificarea Sistemului de Management Integrat Calitate – Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională după standardele SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR-OHSAS 18001:2008. Standardul permite menținerea sub control a riscurilor privind sănătatea și securitatea angajaților proprii, sau a prestatorilor care-și desfășoară activitatea pe amplasamentele organizației.

Avantajele implementării SM-SSO sunt:

- îmbunătățirea imaginii de firmă;
- îmbunătățirea relațiilor cu partenerii de afaceri;
- îmbunătățirea relațiilor cu autoritățile competente din domeniu;
- crearea unui cadru unic și coerent pentru eliminarea pericolelor și riscurilor legate de muncă;
- realizarea unui control mai eficient asupra factorilor de risc de accidentare și/sau îmbolnăvire profesională;
- îmbunătățirea condițiilor de muncă pentru angajați;
- îmbunătățirea gradului de cunoaștere și respectare a legislației aplicabile;
- alinierea la cele mai bune practici în domeniu;
- posibilitatea integrării cu sistemul de management integrat calitate-mediu existent.

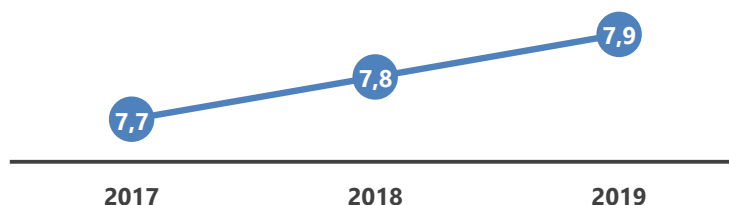
Satisfacția clienților

Pentru a avea succes pe piața internă și externă societatea își concentrează din ce în ce mai mult eforturile spre înțelegerea cerințelor implicite și explicite ale clienților, în scopul creșterii continue a gradului de satisfacere a necesităților și așteptărilor acestora, luând în considerare atât clienții actuali, cât și pe cei potențiali.

Satisfacția clienților este și un indicator cheie de performanță nefinanciar pentru calculul componentei variabile a remunerației consiliului de administrație, în cursul anului 2019 urmărindu-se menținerea nivelului de evaluare a satisfacției clienților la un punctaj de peste 7, ținta fiind de 7,9 (*conform PP 165- Evaluarea satisfacției clienților, un punctaj între 6-8 indică faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților*).

Monitorizarea acestui indicator se realizează în trimestrul I a anului curent pentru anul anterior.

Evoluția gradului de satisfacție a clienților



Conform procedurii PP 15 *Evaluarea satisfacției clienților* au fost transmise **123 de chestionare utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale**. Din datele centralizate rezultă că 74 dintre aceștia au comunicat chestionare completate. Analiza chestionarelor a scos în evidență următoarele:

- nu au fost înregistrate **reclamații** de la clienți;
- **punctaje foarte bune au fost acordate de clienți la profesionalismul și comportamentul adecvat situației al angajaților societății.**

5.2.2 Protecția mediului

Angajamentul asumat de conducerea companiei prin "*Declarația de politică privind sistemul de management integrat calitate-mediu, sănătate și securitate ocupațională*", este o dovadă certă a faptului că TRANSGAZ responsabilizează importanța asigurării unui climat organizațional în care toți cei interesați: angajați, acționari, clienți, furnizori, comunitate și mediu să poată interacționa eficient și responsabil atât din punct de vedere economic cât și social.

Principalele activități din domeniul protecției mediului în semestrul I 2020 s-au efectuat planificat și organizat, urmărind prevenirea poluării, reducerea riscurilor de producere a unor incidente de mediu pe amplasamentele din cadrul societății, precum și conformarea cu prevederile legislative în domeniu.

A. Monitorizarea actelor de reglementare

La nivelul societății există **16 autorizații de mediu**, prin care sunt autorizate un număr de 1.223 obiective ale SNTGN Transgaz SA, în semestrul I a fost **depusă o solicitare de reînnoire a autorizației de mediu**, aferentă Exploatarea Teritoriale Bacău, ea fiind încă în procedură, fază finală, întrucât Agenția de Protecția Mediului Bacău a emis deja draftul de autorizație de mediu. La nivelul serviciului a fost demarată **revizuirea autorizației de mediu** de la Depozit Botorca, având în vedere modificarea cantității de depozitare a etilmercaptanului în cadrul depozitului, ea fiind în procedură, fază finală, fiind depuse toate completările solicitate de autorități. Din punct de vedere al autorizațiilor de gospodărire a apelor, legislația din domeniu impune obținerea actelor de reglementare la toate obiectivele care au legătură cu apele.

Drept urmare, societatea deține **141 de autorizații de gospodărire a apelor** pentru traversări cursuri de ape cu conducte de transport gaze naturale, și s-au depus **11 solicitări de reînnoire** pentru dintre acestea, obținându-se 8 acte de reglementare noi.

Conform procedurilor stabilite de autoritățile naționale de protecția mediului, s-a realizat înregistrarea în Sistemul Integrat de Mediu a **proiectelor de dezvoltare, reparații și întreținere a sistemului național de transport gaze naturale**, respectiv un număr de 30 proiecte.

Serviciul a verificat proiectele care au fost supuse CTE-ului și a emis puncte de vedere în domeniul protecției mediului, urmărind respectarea și conformarea cu prevederile legislative

B. Evaluarea conformării cu legislația din domeniu

Acțiunea de prevenire, consiliere

În primul semestru al anului 2020 a fost demarată acțiunea de prevenire și consiliere din punct de vedere a protecției mediului.

La această acțiune au participat inspectorii de protecția mediului din cadrul Serviciului Managementul Mediului, stabilindu-se modalitatea de lucru, organizarea documentelor specifice și consilierea conducătorilor locurilor de muncă.

Evaluare internă

Conform planificării anuale a inspecțiilor interne integrate, în primul semestru al anului 2020 nu au fost efectuate inspecții interne la unitățile teritoriale, ele vor fi demarate doar din trimestrul III 2020.

Evaluare externă

În semestrul I 2020 SNTGN Transgaz SA a fost supus unui număr de 3 inspecții externe prezentate în tabelul de mai jos.

Acestea au fost realizate de structurile de control din cadrul Administrația Națională Apele Române și Garda Națională de Mediu.

Tabel cu inspecțiile externe

Nr. crt.	Denumire autorității de control	Amplasamentul inspectat	Data inspecției
1.	ABA OLT	Exploatarea Teritorială Brașov - Sector Bățani	22.01.2020
2.	ABA OLT	Exploatarea Teritorială Brașov - Sector Bățani	29.01.2020
3.	ABA Dobrogea - Litoral	Exploatarea Teritorială Constanța - SMG Isaccea	15.06.2020

În urma controalelor și inspecțiilor **nu au fost aplicate sancțiuni**, fiind stabilite măsuri de îmbunătățire, așa cum rezultă din rapoartele de inspecții ale autorităților de control, în domeniul gospodăririi apelor, gestiunii deșeurilor și substanțelor periculoase.

C. Raportări de specialitate la autoritățile din domeniu

Au fost întocmite **raportările lunare și trimestriale** către autoritățile din domeniu, conform obligațiilor din actele de reglementare deținute de societate:

- conform prevederilor art. 9, lit. c din OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu, societatea trebuie să plătească obligațiile către **Administrația Fondului pentru Mediu**, acestea reprezentând taxele lunare pentru emisii de poluanți în atmosferă;
- în vederea achitării acestor obligații financiare serviciul urmărește consumurile de resurse specifice, cuantifică și întocmește declarația pentru Fondul de Mediu;
- conform prevederilor art. 13 alineatul 2 din Legea nr. 132/2010 privind Colectarea selectivă a deșeurilor în instituțiile publice, acestea sunt urmărite și centralizate la nivelul companiei cu transmiterea trimestrială a Registrului de evidență a deșeurilor către Agenția Națională de Protecția Mediului București;
- a fost realizată monitorizarea gestiunii deșeurilor produse la nivel de societate și au fost efectuate raportări la autorități, conform obligațiilor din autorizațiile de mediu;
- se calculează și completează formularul de statistică aferent cheltuielilor de protecția mediului la nivelul societății, conform solicitării anuale ale Institutului Național de Statistică;
- se monitorizează consumul de substanțe și preparate chimice periculoase și se raportează datele conform solicitărilor primite de la autorități

D. Cheltuieli de protecția mediului

În scopul desfășurării corespunzătoare a activității de protecția mediului, au fost prevăzute cheltuieli aferente achiziționării de servicii specifice și cheltuieli aferente taxelor solicitate de autorități.

Au fost fundamentate și bugetate servicii de mediu necesare, cele mai importante fiind:

- servicii de gestionare a deșeurilor din cadrul societății;
- servicii de analize fizico-chimice pentru caracterizarea și clasificarea deșeurilor lichide/solide generate din activitatea de godevilare/curățare la elementele filtrante/separatoare;
- servicii de analize fizico-chimice pentru ape uzate;
- servicii întocmire documentații tehnice pentru obținerea autorizațiilor de gospodărire a apelor;
- servicii de analiză a factorului de mediu aer;
- servicii de analiză a factorului de mediu sol;
- servicii de decontaminare.

În primul semestru al anului 2020 s-a finalizat achiziția *Servicii întocmire documentații tehnice pentru obținerea autorizațiilor de gospodărire a apelor*, și a fost demarată achiziția aceleiași tip de servicii pentru ultimele 6 bazine hidrografice.

Prin **Programul de Aprovizionare pentru anul 2020** au fost solicitate materiale și produse de protecția mediului la nivelul fiecărei exploatare teritoriale.

În vederea **respectării** obligațiilor societății ce revin din prevederile legale/actele de reglementare în domeniul protecției mediului, **evitării sancțiunilor** din domeniul protecției mediului, **respectării principiilor de mediu, soluționării eficiente și operative a necesităților** de servicii specifice domeniului, a fost efectuată **delegarea exercitării** unor atribuții din sfera de competență a directorului general către conducerile unor entități funcționale din cadrul SNTGN Transgaz SA, respectiv către directorii Exploatărilor Teritoriale și a Sucursalei Mediaș.

E. Certificarea Sistemului de Management al Mediu aferent standard ISO 14001 : 2015

În luna aprilie a avut loc auditul intern pe procesul de Monitorizare/gestionare a deșeurilor din cadrul societății, conform standardului ISO 14001:2015, din partea Serv. Managementul Calității. De asemenea, s-a continuat revizuirea documentelor aferente sistemului, respectiv procedurile specifice de protecția mediului.

F. Activitatea desfășurată de Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu

Planificarea și derularea activităților în anul 2020 de către Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu a constat în următoarele:

- monitorizarea surselor de poluare la amplasamente din cadrul exploatărilor teritoriale;
- evaluarea aspectelor de mediu pentru amplasamente din cadrul exploatărilor teritoriale.

În conformitate cu cerințele din Autorizațiile de Mediu, eliberate de Agenția Națională de Protecția Mediului București, monitorizarea a implicat efectuarea sistematică, pe amplasamentele societății a măsurătorilor asupra factorilor de mediu după cum urmează:

- măsurători de nivel de zgomot;
- verificarea instalațiilor tehnologice din punct de vedere al etanșeității în vederea depistării emisiilor de metan și a celor de etilmercaptan;
- determinarea emisiilor de poluanți atmosferici (CO, NO_x, SO₂) din gazele de ardere provenite de la stațiile de comprimare, centralele termice, sobe convector și încălzitoare de gaz;
- identificarea diferitelor situații neconforme cu legislația de protecția mediului și/sau în ceea ce privește poluările accidentale;
- întocmirea buletinelor de măsurare, a fișelor de evaluare a aspectelor de mediu și a rapoartelor de monitorizare.

**Tabel cu gradul de realizare a
monitorizării surselor de poluare în semestrul I 2020**

Tipul activității	Număr de monitorizări propuse	Număr de monitorizări realizate	Gradul de realizare (%)
Monitorizarea surselor de poluare (MSP) și Evaluarea aspectelor de mediu (EAM)-total din care:	148	97	65,54
▪ luna ianuarie	32	32	100,00
▪ luna februarie	65	65	100,00
▪ luna martie	51	0	0,00
▪ luna aprilie	0	0	0,0
▪ luna mai	0	0	0,0
▪ luna iunie	0	0	0,0
TOTAL SEM. I 2020	148	97	65,54
TOTAL AN 2020-MSP	706	97	13,74
TOTAL AN 2020-EAM	674	65	9,66

Tabel 27 - Gradul de realizare a monitorizării surselor de poluare în Semestrul I 2020

Notă: Pe lunile aprilie, mai și iunie din cauza pandemiei cu COVID 19 nu au existat planificări la MSP și EAM.

Pe baza dotărilor cu aparatură, s-au efectuat activitățile de monitorizarea surselor de poluare și evaluarea aspectelor de mediu concretizate în rapoarte de monitorizare cu buletine de măsurare urmate de planuri de măsuri corective.

Aceste planuri pentru remedierea neconformităților constatate se supun aprobării conducerii SNTGN Transgaz SA–Mediaș, reprezentând activitate de control și îndrumare pentru Exploatarea Teritoriale.

În primul semestru al anului 2020 au fost demarate trei contracte de service pentru aparatura din dotare, urmând ca atunci când situația epidemiologică generată de coronavirusul SARS–COV 2 o va permite, să se deruleze și operațiile de service efectiv la aparate.

Reducerea consumului de gaze în SNT și menținerea în limite rezonabile raportat la starea SNT

În urma întocmirii bilanțurilor anuale de gaze naturale, la nivelul SNTGN Transgaz SA, între cantitățile de gaze intrate și respective ieșit în/din SNT rezultă anumite diferențe denumite consumuri de gaze în SNT.

În conformitate cu prevederile Ghidului pentru determinarea consumurilor de gaze în SNT considerate pierderi de gaze naturale din rețelele de transport și distribuție, ghid elaborat în anul 1999 și publicat sub egida Ministerului Industriilor și Comerțului (actual Ministerul Economiei) consumurile de gaze în SNT se împart în:

Consumuri de gaze în SNT determinate	Consumuri de gaze în SNT nedeterminate
Consum în stații de comprimare	Consum de gaze în SNT aferent echipamentelor din instalațiile tehnologice (NT,SRMP,ș,a)– înlocuire, verificare, reglare, evacuări supape de siguranță, neetanșeități la îmbinările demontabile la conducte și SRM-uri;
Consum spații și procese	Consum de gaze în SNT pierderi/defecte neidentificate ale materialului tubular;
Consum reparații, reabilitări conducte, dezvoltarea SNT	Consum de gaze în SNT eroare de măsură –funcționarea contoarelor în condiții improprii de presiune. Calitate necorespunzătoare a gazelor, clasa de precizie a aparatelor de măsură și a gazcromatografelor.
Consum accidente tehnice -fisuri, ruperi conductă.	

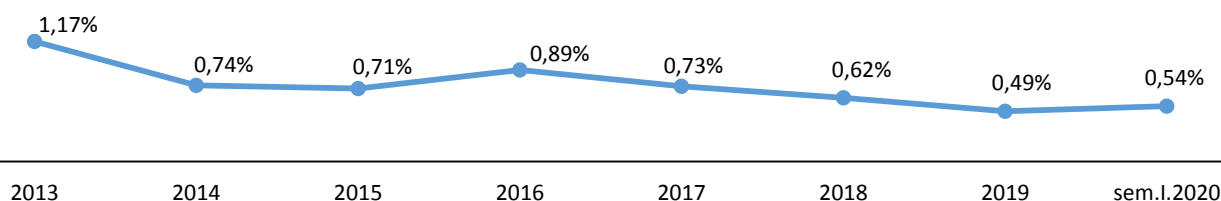
Consumul de gaze în SNT include consumul tehnologic și neînchiderile de bilanț SNT. Raportat la cantitatea totală de gaze naturale vehiculate, consumul de gaze în SNT s-a redus continuu în ultimii ani, constituindu-se într-un generator de eficiență economică pentru societate.

Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul de gaze în SNT reprezintă un important indicator de performanță operațională.

Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului de gaze în SNT, în semestrul I 2020 comparativ cu perioada similară din anul trecut, este următoarea:

În perioada 2013-sem.I 2020, ponderea consumului de gaze în SNT în total gaze naturale vehiculate prin SNT a fost următoarea:

Indicator	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Sem.I 2020
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Gaze naturale vehiculate	mii mc	13.696.258	13.082.740	12.383.825	12.201.157	12.974.819	13.074.676	13.299.834	6.540.885
Consum de gaze în SNT	mii mc	160.140	96.940	88.103	108.874	95.242	81.034	65.208	35.302
Pondere consum de gaze în SNT/ gaze vehiculate	%	1,17%	0,74%	0,71%	0,89%	0,73%	0,62%	0,49%	0,54%



Grafic 28 - Pondere consumului de gaze în SNT în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-sem.I 2020

Costul cu consumul de gaze în SNT este recuperat prin tariful de transport, acesta fiind inclus în cheltuielile operaționale. Scăderea ponderii consumului de gaze în SNT în total gaze naturale vehiculate prin SNT, de la 1,17% în anul 2013 la 0,54 % în semestrul I 2020 este rezultatul managementului eficient al activității de operare și exploatare SNT, al măsurilor tehnice angajate în acest scop.

5.2.3 Resurse Umane

Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății este corelată cu nevoile reale de personal impuse de activitățile operaționale desfășurate de societate, cu modernizările și re tehnologizările realizate pentru creșterea siguranței și eficienței în exploatarea SNT și a instalațiilor anexă, precum și realizarea proiectelor majore de dezvoltare ale societății.

În general, politica în ceea ce privește resursele umane este aceea de reducere a numărului de personal prin pensionările ce vor avea loc în următorii ani și menținerea unui nivel de creștere a cheltuielilor salariale în limita ratei inflației.

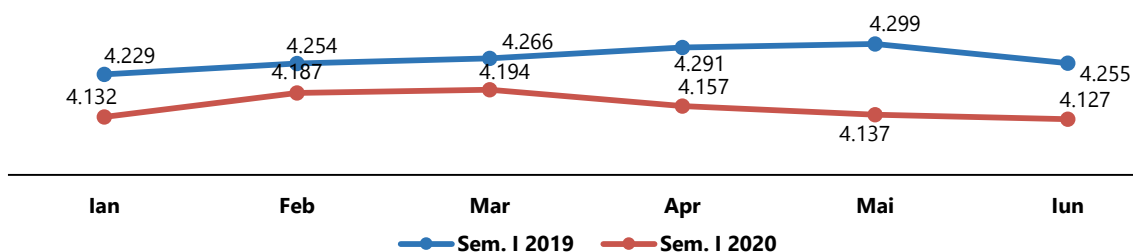
Evoluția numărului de personal în semestrul I 2020 este următoarea:

Specificație	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun
Număr de salariați la începutul perioadei	4.089	4.132	4.187	4.194	4.157	4.137
Număr de persoane nou angajate	54	59	13	10	9	19
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	11	4	6	47	29	29
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.132	4.187	4.194	4.157	4.137	4.127

Tabel 28 - Evoluția numărului de angajați în Sem.I 2020

La data de 30 iunie 2020, SNTGN TRANSGAZ SA a înregistrat un număr de 4.127 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 3.996 pe perioadă nedeterminată și 131 pe perioadă determinată.

Evoluția numărului de personal în primul semestru al anului 2020 comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent este următoarea:

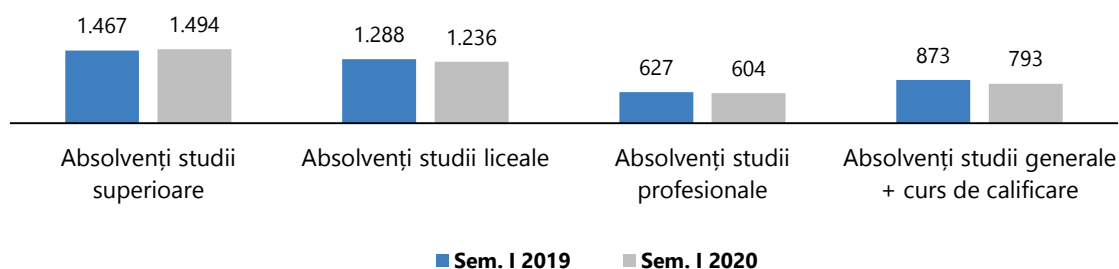


Grafic 29-Evoluția numărului de angajați Sem.I 2020 vs. Sem. I 2019

Evoluția structurii personalului pe categorii de studii, relevă interesul societății de a acoperi nevoile de personal prin angajarea de specialiști cu înaltă calificare precum și perfecționarea continuă a personalului existent, fiind evidente tendințele de creștere a numărului de angajați cu studii superioare în paralel cu scăderea numărului de angajați cu studii medii și a numărului de angajați cu studii generale și în curs de calificare.

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2019	Sem. I 2020
1.	Absolvenți studii superioare	1.467	1.494
2.	Absolvenți studii liceale	1.288	1.236
3.	Absolvenți studii profesionale	627	604
4.	Absolvenți studii generale + curs de calificare	873	793
TOTAL angajați		4.255	4.127

Tabel 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019



Grafic 30- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2020

În scopul eficientizării utilizării personalului calificat pentru efectuarea în integralitate a atribuțiilor de serviciu în noile condiții de lucru, în acord cu Planul de Administrare a SNTGN Transgaz SA, în cursul anului 2020 prin "Planul de eșalonare a normării lucrărilor tehnice din cadrul S.N.T.G.N. "TRANSGAZ" aprobat de Directorul General, au fost prevăzute a fi extrase normele de timp și de personal pentru toate cele 220 lucrări tehnice rămase de normat.

În primul semestru al anului 2020, Comisia de validare a lucrărilor tehnice constituită la nivelul societății a validat normele de timp și de personal pentru 135 de lucrări tehnice, acestea reprezentând 61,3% din totalul lucrărilor estimate a fi validate în anul 2020.

Norme de timp și de personal validate în semestrul I 2020:

Unitate	Estimate 2020	Validate – Sem. I 2020
Exploatari teritoriale	0	0
Stații de comprimare	14	8
Sucursala Mediaș	206	127
Total	220	135

Tabel 30 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în Sem. I 2020

În conformitate cu Planul de normare aprobat pentru anul 2020, au fost prevăzute a fi executate 74 de cronometrări pentru lucrările tehnice executate la nivelul Sucursalei Mediaș, echipa de normare reușind în urma activității desfășurate să cronometreze 49 de lucrări tehnice la finalul semestrului I al anului 2020, eșalonate după cum urmează:

2019	IAN	FEB	MAR	APR	MAI	IUN	TOTAL Sem. I 2020
E.T. ARAD							
E.T. BACĂU							
E.T. BRAȘOV							
E.T. BRĂILA							
E.T. BUCUREȘTI							
E.T. CLUJ							
E.T. CONSTANȚA							
E.T. CRAIOVA							
E.T. MEDIAȘ							
SUCURSALA MEDIAȘ	2	20	1	0	0	26	49
SCG*							
Total lucrări cronometrate	2	20	1	0	0	26	49

*La nivelul SCG lucrările tehnice vor fi programate în funcție de finalizarea lucrărilor de modernizare

Tabel 31 - Total lucrări cronometrate-Sem. I 2020

Având în vedere instituirea stării de urgență pe teritoriul României la 16.03.2020, pentru a nu favoriza răspândirea virusului COVID 19, au fost sistate pe perioada stării de urgență deplasările la lucrări pentru efectuarea măsurărilor, nemaifiind astfel posibilă întocmirea documentațiilor necesare.

Pe perioada stărilor de urgență și de alertă a fost demarată acțiunea de întocmire a fișelor pentru măsurători în teren și extragerea normelor de timp pentru lucrările tehnice rămase de normat, ale căror activități specifice sunt similare din punct de vedere tehnic cu normele de timp ale lucrărilor tehnice cuprinse în Normativul cu norme de timp și normarea personalului pentru exploatarea, operarea, intervențiile și mentenanța SNT.

De asemenea în semestrul I 2020 au fost actualizate lunar bazele de date necesare pentru dimensionarea personalului muncitor în raport cu statele de funcții și activitatea desfășurată conform Normelor Tehnice Specifice SNT.

Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului

Nivelul ridicat de competență profesională a salariaților este considerat o premisă în realizarea obiectivelor oricărei organizații, motiv pentru care investiția în resursele umane este considerată una profitabilă în toate domeniile de activitate.

Formarea profesională a salariaților este reglementată de următoarele documente legislative: Legea 53/2003 (Codul Muncii), republicată, cu modificările și completările ulterioare; O.G. nr.129/2000 privind formarea profesională a adulților, republicată, cu modificările și completările ulterioare, aprobată prin Legea nr.375/2002, modificată; Legea nr.227/2015 privind Codul Fiscal, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul societății, procesul de formare profesională a personalului se realizează în mod continuu și planificat, prin cursuri cu formatori externi din țară sau străinătate sau/și cu formatori interni.

Precizăm că după instituirea stării de urgență și ulterior a stării de alertă pe teritoriul României în majoritatea lor aceste cursuri au fost ținute online, pentru a nu favoriza răspândirea coronavirusului

Instruirea urmărește dezvoltarea cunoștințelor teoretice și practice comune pentru majoritatea profesiilor și dezvoltarea cunoștințelor teoretice și practice specifice anumitor domenii de activitate, ambele obiective fiind necesare în vederea desfășurării activității, pentru îndeplinirea sarcinilor de serviciu.

Formarea, perfecționarea și dezvoltarea profesională a salariaților din cadrul societății se realizează în baza "Programului anual de formare și perfecționare profesională a angajaților", elaborat la nivelul societății, luându-se în considerare prevederile art.194 și art.195 din Legea 53/2003 (Codul Muncii), republicată, cu modificările și completările ulterioare, conform cărora, angajatorul persoană juridică care are mai mult de 20 de angajați elaborează programe anuale de formare profesională și are obligația de a asigura participarea salariaților la cursuri cel puțin o dată la doi ani.

În domeniul formării și perfecționării continue tematica programelor vizează domeniile de interes pentru derularea activității societății, respectiv, domeniul ingineriei, al managementului sistemelor de transport gaze naturale, inclusiv SCADA, al cercetării și proiectării, domeniul economic, domeniul juridic, domeniul resurselor umane, al strategiei și managementului corporativ, al tehnologiei informației și comunicații și domeniul calitate – mediu, securitate și sănătate în muncă, pază, siguranță, al auditului intern, al controlului intern și financiar de gestiune, precum și alte tematici de interes general, dar necesare pentru desfășurarea activității societății.

În acest sens, prin **Biroul Formare Profesională**, în semestrul I 2020 au fost organizate 52 cursuri de formare și perfecționare profesională cu furnizori de formare profesională externi din țară și din străinătate pentru 602 participanți.

Participarea angajaților la cursurile organizate în cadrul societății prin formatori interni din cadrul Centrului de Instruire și Formare Profesională și alți specialiști cooptați din cadrul structurilor societății are în vedere fie dobândirea competențelor specifice unei alte profesii diferite sau înrudită cu cea practică (cursuri de calificare), fie dezvoltarea/perfecționarea competențelor profesionale în cadrul aceleiași ocupații sau a unor ocupații înrudite (cursuri de instruire și perfecționare).

Având în vedere instituirea stării de urgență pe teritoriul României la 16.03.2020, pentru a nu favoriza răspândirea virusului COVID 19, au fost sistate pe perioada stării de urgență deplasările, inclusiv cele pentru participarea la cursurile organizate cu formatori interni. Ulterior, odată cu instituirea stării de alertă au fost reluate deplasările dar într-un număr foarte redus, limitat la deplasările pentru realizarea lucrărilor urgente, situație care nu a făcut posibilă participarea la cursuri de formare profesională cu formatori interni.

Astfel, prin **Centrul de Instruire și Formare Profesională**, în semestrul I 2020, au fost desfășurate următoarele activități:

- organizarea unei sesiuni de examinare pentru 2 salariați care au participat, în anul 2019, la cursurile de calificare pentru meseria de „Agent de securitate” - Cod Nomenclator 5169.1.1, seria 8 și seria 9, pentru care SNTGN TRANSGAZ SA deține autorizații emise de AJPIȘ Sibiu. Acești salariați nu s-au putut prezenta la examenele organizate în decembrie 2019.
- depunerea dosarului, la Agenția Județeană pentru Plăți și Inspecție Socială Sibiu, în vederea autorizării SNTGN Transgaz SA ca furnizor de formare autorizat de Ministerul Muncii și Ministerul Educației, al cursului de specializare „Formator”, cod nomenclator 242401.
- actualizarea și îmbunătățirea suporturilor de curs existente pentru cursurile de perfecționare în meseriile: operator transport și reglare gaze, sudor și lăcătuș mecanic.
- elaborarea suporturilor de curs pentru cursurile de perfecționare „Abilități de lucru în echipă” și „Managementul Timpului”.
- elaborarea suportului de curs pentru cursul de specializare „Formator”

Situația numărului de cursuri organizate pentru angajații societății, în fiecare lună din semestrul I 2020, este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2020					
		Cursuri organizate					
		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iunie
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	5	17	7	8	8	7
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	-	3*	3*	3*	2*	1*
TOTAL		5	17	7	8	8	7

* Cursurile cu formatori interni în număr de 3 au fost desfășurate pe mai multe luni și evidențiate pe întreaga lor perioadă de desfășurare

Tabel 32- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în Sem. I 2020

Situația numărului de cursuri organizate, pentru angajații societății în semestrul I 2020, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019, este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2020	Sem. I 2019
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	52	56
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	-	3
TOTAL		52	59

Tabel 33- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății-Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

Situația numărului de participanți care au participat la cursuri în semestrul I 2020 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019, este următoarea:

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2020	Sem. I 2019
1.	Nr. participanți la cursuri organizate cu formatori externi	602	588
2.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori interni	-	83
TOTAL		602	671

Tabel 34- Situația numărului de personal care au participat la cursuri de calificare/perfecționare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019

La **finalul semestrului I 2020** gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 95,14%, din totalul de 4.127 salariați, 3.968 fiind membri de sindicat.

Există 4 organizații sindicale la care sunt înscrși angajații SNTGN Transgaz, și anume:

- Sindicatul "Transport Gaz Mediaș";
- Sindicatul Liber SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș;
- Sindicatul Cercetare Tehnologie "CERTEH" Mediaș;
- Sindicatul Profesional "Metan" Mediaș.

Sindicatul "Transport Gaz Mediaș" este sindicatul reprezentativ la nivel de unitate, conform prevederilor Legii nr. 62/2011 a Dialogului Social, art. 51. lit. c., motiv pentru care reprezintă angajații societății la încheierea și derularea Contractului colectiv de muncă încheiat la nivelul SNTGN Transgaz SA.

Raporturile dintre angajator și angajați sunt reglementate prin Contractul colectiv de muncă la nivelul societății, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților.

Începând cu 25.06.2018 a intrat în vigoare actualul Contract colectiv de muncă încheiat la nivelul SNTGN TRANSGAZ S.A., cu o perioadă de valabilitate de 24 de luni, înregistrat la Inspectoratul Teritorial de Muncă Sibiu sub nr. 121/21.06.2018 în Registrul Unic de Evidență.

În primul semestru al anului 2020 au fost negociate și încheiate două acte adiționale la Contractul colectiv de muncă, în data de 12.02.2020 și în 07.05.2020, acte de asemenea înregistrate la ITM Sibiu. Prin Actul adițional din 07.05.2020 înregistrat la Inspectoratul Teritorial de Muncă Sibiu sub nr. 121/5/04.06.2020 a fost prelungit Contractul colectiv de muncă pe o perioadă de 12 de luni începând cu 25.06.2020.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul primului semestru al anului 2020 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

Având în vedere instituirea stării de urgență pe teritoriul României începând cu 16.03.2020, urmată de starea de alertă începând cu 18.05.2020 în cadrul SNTGN TRANSGAZ S.A. au fost luate măsuri active pentru a limita răspândirea virusului COVID 19, fiind introdusă activitatea în regim de telemuncă și muncă la domiciliu pentru salariații ai căror sarcini de serviciu au fost posibil de realizat de la distanță prin mijloace electronice.

5.2.4 Social și responsabilitate corporativă

Responsabilitatea Socială Corporativă reprezintă un aspect al guvernării corporative, prin intermediul căreia s-au inițiat, la nivelul companiilor, o serie de acțiuni responsabile social, ce pot fi cuantificate în termenii sustenabilității și ai performanței durabile.

SNTGN Transgaz SA, consecventă principiului aplicării unui management responsabil în îndeplinirea misiunii asumate, conștientizează importanța faptului că, uneori, o susținere financiară pentru o cauză nobilă sau pentru un scop important, este vitală și de aceea prin programele și proiectele de responsabilitate socială inițiate, se implică activ în viața comunității, demonstrându-și astfel statutul de "*bun cetățean*".

Rolul esențial pe care TRANSGAZ îl are în domeniul energetic din România și din Europa, se completează în mod firesc cu dorința de a veni în sprijinul nevoilor reale ale tuturor celor care contribuie permanent la bunul mers al activității sale.

Parte componentă a strategiei TRANSGAZ de dezvoltare durabilă, *politica de responsabilitate socială* are ca obiectiv creșterea permanentă a gradului de responsabilizare a companiei față de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea impactului programelor de responsabilitate socială inițiate în acest scop.

Politica companiei în ceea ce privește responsabilitatea socială se bazează pe un set de principii care definesc această interacțiune dintre companie pe de o parte și salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu, pe de altă parte.

Respectând principiul prudenței financiare și cel al transparenței, acțiunile de comunicare și CSR propuse au fost riguros dimensionate, atât în structură cât și valoric și au răspuns cerințelor de

raportare ce revin TRANSGAZ, în calitate de emitent de valori mobiliare dar și cerințelor de creștere a capitalului de imagine și reputațional al companiei.

Informații detaliate privind responsabilitatea socială se găsesc pe site-ul web a companiei, la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

Activitatea privind sponsorizările și ajutoarele financiare conform CCM în semestrul I 2020

SPONSORIZĂRI

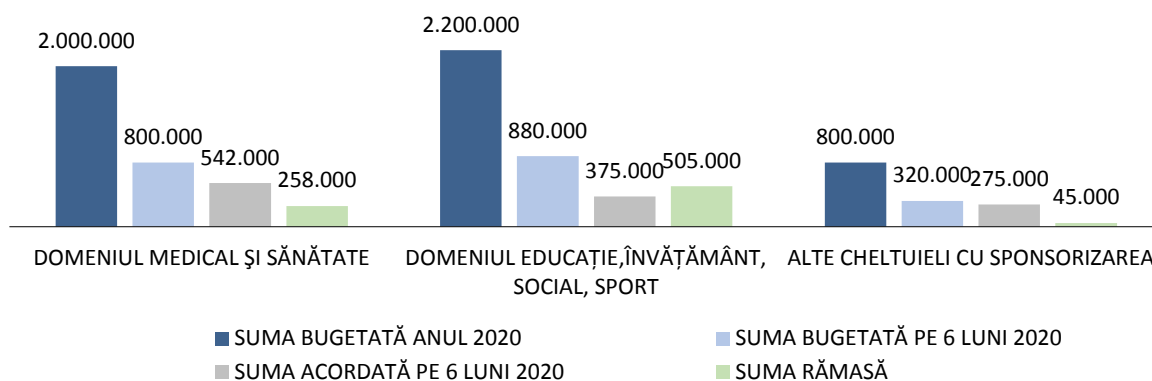
Ca urmare a art. **XIV**, din **OUG nr. 2/2015**, pentru modificarea și completarea unor acte normative precum și alte măsuri, s-a prevăzut ca agenții economici prevăzuți în art. 1 din Ordonanța Guvernului nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrativ-teritoriale sunt acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, aprobată cu completări prin Legea nr. 47/2014, care acordă donații sau sponsorizări în bani, conform legislației în vigoare, respectă la acordarea acestora încadrarea în următoarele plafoane:

- minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu acest domeniu, inclusiv susținerea unor tratamente sau intervenții medicale ale unor persoane și pentru programe naționale;
- minimum 40% din suma aprobată, în domeniile educație, învățământ, social și sport, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu aceste domenii, inclusiv programe naționale;
- maxim 20% din suma aprobată, pentru alte acțiuni și activități, inclusiv pentru suplimentarea celor prevăzute la lit. a) și b).

Nivelul cheltuielilor cu sponsorizarea pentru SNTGN Transgaz SA sunt reglementate în Bugetul de Venituri și Cheltuieli pe anul 2020, aprobat prin HAGOA nr.2/04.03.2020, care se prezintă astfel:

Nr. ctr.	CATEGORII SPONSORIZĂRI	SUMA BUGETATĂ ANUL 2020	SUMA BUGETATĂ PE SEMESTRUL I 2020	SUMA ACORDATĂ PE SEMESTRUL I 2020	SUMA RĂMASĂ
0	1	2	3	4	5=3-4
1.	DOMENIUL MEDICAL ȘI SĂNĂTATE	2.000.000	800.000	542.000	258.000
2.	DOMENIUL EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL, SPORT, din care:	2.200.000	880.000	375.000	505.000
	- pentru cluburi sportive	800.000	490.000	0	490.000
3.	ALTE CHELTUIELI CU SPONSORIZAREA	800.000	320.000	275.000	45.000
TOTAL CHELTUIELI SPONSORIZARE		5.000.000	2.000.000	1.192.000	808.000

Tabel 35– Situația bugetului de sponsorizare 2020 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2020



Grafic 31- Bugetul de sponsorizare 2019 și sumele acordate în semestrul I 2020

În cursul semestrului I al anului 2020 s-au acordat un număr de 27 sponsorizări în sumă totală de 1.192.000 lei astfel: domeniul *Medical și sănătate* – 542.000 lei, domeniul *Educație-învățământ- social și sport* -375.000 lei, iar în domeniul *Alte cheltuieli cu sponsorizarea* -275.000 lei.

În considerarea asigurării unui management responsabil și eficient al activității de acordare sponsorizări și ajutoare financiare, la nivelul SNTGN Transgaz SA:

- a fost elaborat documentul intern intitulat **“Politica companiei de acordare a sponsorizărilor și ajutoarelor financiare în anul 2020”**, document prin care se asigură un cadru eficient de derulare și monitorizare a acestora în conformitate cu reglementările legale și fiscale în vigoare;
- a fost actualizată, **procedura de proces PP-51** privind elaborarea documentelor de sponsorizare;
- s-a constituit prin Decizia nr. 61/21.01.2020 a directorului general, **Comisia de analiză a cererilor de sponsorizare**.

AJUTOARE FINANCIARE ACORDATE CONFORM CCM

La nivelul **SNTGN Transgaz SA**, acordarea de ajutoare financiare salariaților este reglementată prin **procedura de proces PP-52-“Elaborarea documentelor de ajutor financiar”** și se derulează prin **Serviciul Administrativ și Activități Corporative** care instrumentează cererile de ajutor social primite din partea angajaților (în conformitate cu prevederile Hotărârilor Consiliului de Administrație, CCM în vigoare), sunt prezentate spre avizare Direcției Juridice, Avizare și Contencios, iar apoi spre analiză și aprobare Consiliului de Administrație.

În cursul semestrului I al anului 2020 au fost instrumentate un număr de 25 cereri de acordare de ajutor social, care vor fi prezentate spre analiză și aprobare Consiliului de administrație în cursul anului 2020.

5.2.5 Etică și integritate

Având în vedere Hotărârea Guvernului nr. 583/2016 privind aprobarea Strategiei Naționale Anticorupție pe perioada 2016–2020, SNTGN Transgaz SA a adoptat la 21.11.2016 **DECLARAȚIA privind aderarea la valorile fundamentale, principiile, obiectivele și mecanismul de monitorizare a SNA 2016–2020**, prin care condamnă corupția în toate formele în care aceasta

se manifestă și își asumă îndeplinirea măsurilor specifice ce țin de competența societății cuprinse în **Planul de integritate al SNTGN Transgaz SA** pentru perioada 2016 – 2020 aprobat prin Decizia nr. 181 din 23.02.2017.

Prevenirea și combaterea fraudei și a corupției constituie o prioritate pentru S.N.T.G.N. Transgaz S.A., care manifestă o preocupare constantă de îmbunătățire a calității actului managerial prin introducerea unor măsuri eficiente de diminuare a fenomenului de corupție.

Planul de Integritate al SNTGN Transgaz SA urmărește îndeplinirea următoarelor obiective:

OBIECTIV GENERAL	OBIECTIVE SPECIFICE
Dezvoltarea unei culturi a transparenței pentru o bună guvernare corporativă	Creșterea transparenței instituționale și a proceselor decizionale
	Creșterea transparenței proceselor de administrare a resurselor publice
Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca elemente obligatorii ale planurilor manageriale și evaluarea lor periodică ca parte integrantă a performanței administrative	Îmbunătățirea capacității de gestionare a eșecului de management prin corelarea instrumentelor care au impact asupra identificării timpurii a riscurilor și vulnerabilităților instituționale
Consolidarea integrității, reducerea vulnerabilităților și a riscurilor de corupție în sectoare și domenii de activitate prioritare	Creșterea integrității, reducerea vulnerabilităților și a riscurilor de corupție în mediul de afaceri
Creșterea gradului de cunoaștere și înțelegere a standardelor de integritate de către angajați și beneficiarii serviciilor publice	Creșterea gradului de educație anticorupție a personalului din cadrul companiei
	Creșterea gradului de informare a publicului cu privire la impactul fenomenului corupției
Consolidarea performanței de combatere a corupției prin mijloace penal și administrative	Consolidarea mecanismelor de control administrativ
Creșterea gradului de implementare a măsurilor anticorupție prin aprobarea planului de integritate și autoevaluarea periodică la nivelul societății	Consolidarea integrității instituționale prin planuri dezvoltate pe bază de analiză de risc și standarde de control managerial intern

Implementarea Planului de Integritate se bazează pe un set de principii care ghidează comportamentul, atitudinile, drepturile și modul de onorare a atribuțiilor de serviciu a responsabililor cu implementarea.

Aceste principii sunt:

- **Principiul transparenței** – implementarea Planului va fi permanent orientată spre maximizarea căilor și posibilităților de informare reciprocă a factorilor de decizie și a angajaților pentru asigurarea clarității și înțelegerii proceselor în derulare;

- **Principiul responsabilității** - presupune asumarea de către responsabili de implementare a obligațiilor de a efectua acțiunile până la sfârșit cu asumarea răspunderii pentru consecințe; **Principiul competenței** - în implementarea Planului vor fi implicate persoane care dispun de cunoștințele și abilitățile necesare, investiți cu exercitarea acestor atribuții și responsabili pentru acțiunile lor;
- **Principiul cooperării cu societatea civilă și factorii de interes locali** – în implementarea Planului, autoritățile publice vor colabora în mod deschis, corect și cât mai eficient cu societatea civilă și cu factorii de interes locali;
- **Principiul non-discriminării** - în implementarea Planului se va asigura implicarea tuturor grupurilor comunitare în procesul de elaborare și implementare a proiectelor, inclusiv a grupurilor vulnerabile;
- **Principiul profesionalismului** - se va manifesta prin calitatea de a soluționa problemele în baza competențelor, calităților și se va caracteriza prin prisma responsabilității și atitudinii față de obligațiunile proprii.

În cadrul societății au fost identificate 9 domenii principale de risc: resurse umane, achiziții, operarea SNT, proiectarea, urmărire lucrări, juridic, tehnologia informațiilor și comunicații, audit, guvernanta corporativă. Au fost analizate riscurile pe aceste domenii de activitate și au fost propuse măsuri de diminuare a acestora prin **Planul de integritate al SNTGN Transgaz SA** pentru perioada 2016 - 2020.

Transgaz efectuează raportări periodice și continue cu privire la evenimente importante ce privesc societatea, incluzând, fără a se limita la acestea, situația financiară, performanța, proprietatea și conducerea, atât în mass media cât și pe pagina web proprie (www.transgaz.ro).

Compania pregătește și diseminează informații periodice și continue relevante în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) și alte standarde de raportare, respectiv de mediu, sociale și de conducere (ESG—Environment, Social and Governance). Informațiile sunt diseminate atât în limba română cât și în limba engleză.

Compania organizează periodic întâlniri cu analiștii financiari, brokeri, specialiști de piață cât și investitori pentru prezentarea rezultatelor financiare (anuale, trimestriale, semestriale), întâlniri relevante în decizia investițională a acestora.

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității SNTGN Transgaz SA sunt stabilite în contextul alinierii la cerințele noii politici energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, dezvoltarea durabilă și competitivitatea.

În acest context, implementarea și dezvoltarea principiilor guvernantei corporative dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor.

Subscriind acestui deziderat, SNTGN Transgaz SA urmărește și prin regulamentul de guvernanta proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernantei corporative la nivelul societății, dezvoltarea unui sistem relațional eficace și proactiv în raport cu acționarii și părțile interesate.

Administratorii Transgaz apreciază că, acționând în spiritul celor mai bune practici de guvernare corporativă se pot atinge obiectivele propuse și crește capitalul de încredere al părților interesate (stakeholders) în capacitățile societății de a asigura maximizarea eficienței activității.

5.2.6 Politica de conformitate

Conformitatea înseamnă a acționa în concordanță cu regulile stabilite prin cadrul legal și de reglementare, propriile politici și proceduri precum și prin standardele de etică profesională și de conduită

În vederea atingerii acestui obiectiv, SNTGN TRANSGAZ SA se angajează să mențină înalte standarde juridice, etice și morale, să adere la principiile de integritate, obiectivitate și onestitate și se declară împotriva fraudei și a corupției.

SNTGN TRANSGAZ își exprimă în mod ferm angajamentul de a combate acest fenomen prin toate mijloacele legale pe care le are la dispoziție.

Politica antifraudă și anticorupție consolidează mesajul SNTGN TRANSGAZ SA: "Toleranță zero la fraudă și corupție de orice tip și în orice circumstanțe"

TRANSGAZ a dezvoltat și adoptat setul de politici vizând:

- Politica antifraudă și anticorupție
- Planul de Integritate Transgaz
- Ghidul de bune practici adoptat la 18.02.2010 de către Consiliul Organizației pentru Cooperare și Dezvoltare Economică

Prevenirea faptelor de corupție, la nivel organizațional și respectiv la nivel de angajat:

La nivel **organizațional** sunt luate următoarele măsuri pentru prevenire faptelor de corupție:

- informatizarea proceselor interne;
- identificarea zonelor vulnerabile ale departamentelor/direcțiilor/ serviciilor independente/ Sucursalei Mediaș/ Exploatărilor Teritoriale și a riscurilor de corupție, simultan cu implementarea unui sistem de management al riscurilor de corupție;
- instituirea unui management al reclamațiilor și a unui sistem de evaluare (chestionare de măsurării a gradului de satisfacție a clienților/ feedback) a proceselor pentru a putea fi îmbunătățite.

La nivel de **angajat**, sunt luate următoarele măsuri pentru prevenire faptelor de corupție:

- creșterea nivelului de educație profesională și civică a angajaților, precum și asumarea obligațiilor de conduită și etică profesională;
- informarea angajaților cu privire la modul de sesizare a faptelor de corupție și a instituțiilor care se ocupă de prevenirea și combaterea corupției;
- crearea unei culturi organizaționale puternice de descurajare a faptelor de corupție;
- respingerea categorică a tentațiilor oferite în schimbul îndeplinirii defectuoase sau neîndeplinirii atribuțiilor de serviciu (sume de bani, bunuri, servicii, avantaje etc.);
- inventariate punctele vulnerabile dintr-o instituție și evaluarea riscul de apariție a corupției
- implementarea Managementului integrității - formă de management al resurselor umane, cu accente pe comunicare internă și performanță.

5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial

1. Generalități

Definirea controlului intern/managerial

Conform Ordonanței Guvernului nr.119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, cu completările ulterioare, **controlul intern/managerial** este definit ca reprezentând ***ansamblul formelor de control exercitate la nivelul entității publice, inclusiv auditul intern, stabilite de conducere în concordanță cu obiectivele acesteia și cu reglementările legale, în vederea asigurării administrării fondurilor publice în mod economic, eficient și eficace; acesta include de asemenea structurile organizatorice, metodele și procedurile.***

În **SNTGN Transgaz SA**, activitatea de control intern/managerial este percepută ca un mijloc de analiză a activității societății, de adoptare și aplicare a unui nou tip de management care se asociază frecvent cu **activitatea de cunoaștere**, permițând astfel coordonarea activității într-un mod eficient.

Controlul intern/managerial este privit și perceput ca o **funcție managerială** și nu ca operațiune de verificare. Prin exercitarea acestei funcții, conducerea constată abaterile rezultate de la obiectivele stabilite, analizează cauzele și dispune măsurile corective sau preventive care se impun.

Prin dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial, SNTGN Transgaz trece la un nou tip de management, adecvat unei societăți flexibile, care include managementul strategic, managementul performanței și managementul riscurilor.

2. Cadru legislativ

Procesul de implementare, dezvoltare și monitorizare a Sistemului de Control Intern/Managerial, are ca bază legală următoarele acte normative:

- Ordonanța Guvernului nr. 119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul Secretarului general al Guvernului nr. 600/20.04.2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial nr. 387/07.05.2018, Partea I;
- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 1054/2019 pentru aprobarea Normelor metodologice privind coordonarea și supravegherea prin misiuni de îndrumare metodologică a stadiului implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial la entitățile publice;
- Reglementări internaționale emise de:
 - Comitetul Entităților Publice de Sponsorizare a Comisiei TEADWAY (S.U.A.)-COSO;
 - Institutul Canadian al Contabililor Autorizați (CRITERIA OF CONTROL)-COCO;
 - COMISIA EUROPEANĂ;
 - Organizația Internațională a Instituțiilor Supreme de Audit (INSOSAI).

3. Structura organizatorică a Sistemului de Control Intern/Managerial

Structura organizatorică stabilită în conformitate cu Ordinul Secretarului general al Guvernului 600/20.04.2018, se prezintă în figura următoare :

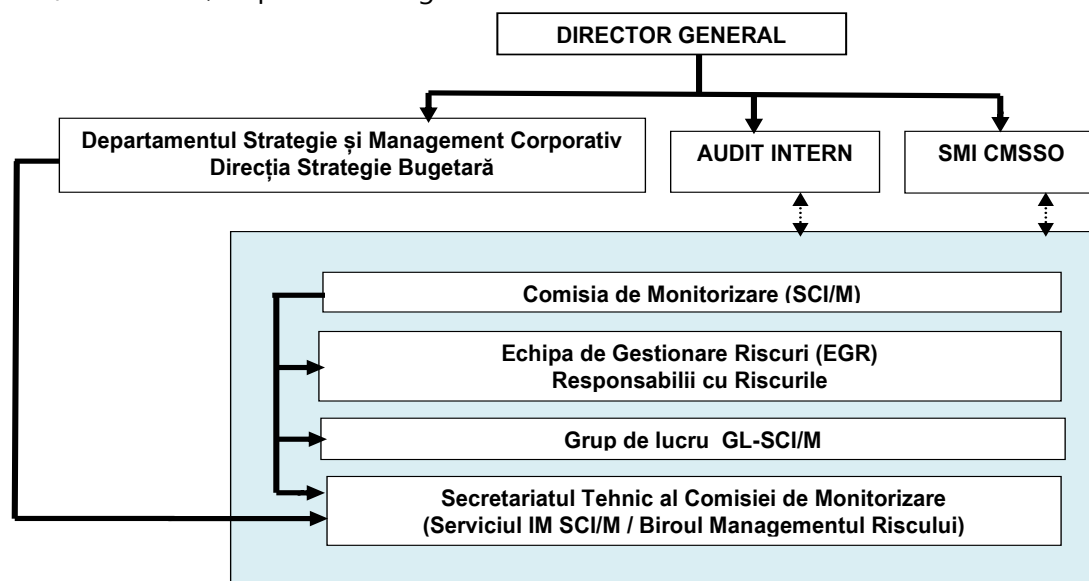


Figura 22 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

NOTĂ: **GL-SCI/M** - Grup de lucru pe Departament/Direcție/Serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială, pentru dezvoltarea SCI/M;

Având în vedere Ordinul SGG 600/2018 s-a elaborat și supus spre aprobarea Directorului general un act de decizie internă privind constituirea Comisiei de monitorizare și actualizare a Regulamentului de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M în conformitate cu prevederile ordinului în vigoare.

Prin urmare, a fost constituită Comisia de monitorizare prin **Decizia nr. 751/23.07.2018** modificată cu **Decizia nr. 36/14.01.2020**, iar **Regulamentul de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M**, actualizat, a fost înregistrat cu nr. 37020/23.07.2018.

Comisia de monitorizare (CM) are următoarea componență:

- **Președinte** al Comisiei de monitorizare este Directorul general adjunct al societății domnul Hațegan Gheorghe;
- **Membrii** în Comisia de monitorizare sunt numiți directorii Departamentelor/Direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale din cadrul societății;
- **Secretariatul Tehnic al Comisiei de monitorizare** este asigurat de Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, din cadrul Direcției Strategie Bugetară, Departamentul Strategie și Management Corporativ.

Modul de organizare și de lucru al Comisiei de Monitorizare, se află în responsabilitatea Președintelui CM, au fost stabilite prin **Regulamentul de Organizare și Funcționare al Comisiei de Monitorizare SCI/M**.

Activitatea Comisiei de monitorizare este consiliată de **Direcția Audit Intern**.

Au fost numiți Responsabilii Sistemului de Control Intern/Managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA prin **Decizia nr. 38 din 14.01.2020**.

4. Standardele de control intern/managerial

Stabilirea sistemului de control intern/managerial intră în responsabilitatea conducerii fiecărei entități publice și trebuie să aibă la bază standardele de control intern/managerial promovate de Secretariatul General al Guvernului. Standardele de control intern/managerial sunt stabilite, conform **Ordinului Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.

Scopul standardelor de control intern/managerial, aplicate în SNTGN Transgaz SA este de a crea un sistem de referință care să permită evaluarea sistemului de control intern/managerial, la momente diferite și să evidențieze zonele și direcțiile de schimbare.

Se poate spune că standardele furnizează bunele practici, pe care conducerea SNTGN Transgaz SA trebuie să le pună în aplicare.

Controlul intern/managerial cuprinde standarde grupate pe 5 secțiuni, denumite în OSGG 600/2018 componente ale controlului intern/managerial, strâns interdependente între ele, care decurg din maniera în care sunt administrate activitățile și care sunt integrate acestor activități, așa cum se prezintă în tabelul următor:

Componentele controlului intern/managerial	Standarde
I. MEDIUL DE CONTROL	
Grupează problemele legate de organizare, managementul resurselor umane, etica, deontologie și integritate.	Standardul 1 - Etică, integritate
	Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini
	Standardul 3 - Competență, performanță
	Standardul 4 - Structura organizatorică
II. PERFORMANȚE ȘI MANAGEMENTUL RISCULUI	
Vizează problematica managementului legată de fixarea obiectivelor, planificare (planificarea multianuală), programare (planul de management), performanțe (monitorizarea performanțelor) și gestionarea riscurilor;	Standardul 5 - Obiective
	Standardul 6 - Planificarea
	Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor
	Standardul 8 - Managementul riscului
III. ACTIVITĂȚI DE CONTROL	
Se focalizează asupra: elaborării procedurilor, continuității derulării proceselor și activităților, separării atribuțiilor, supravegherii;	Standardul 9 - Proceduri
	Standardul 10 - Supravegherea
	Standardul 11 - Continuitatea activității
IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE	
Vizează problemele ce țin de crearea unui sistem informațional adecvat și a unui sistem de rapoarte privind execuția planului de management, a bugetului, a utilizării resurselor, precum și gestionării documentelor.	Standardul 12 - Informarea și comunicarea
	Standardul 13 - Gestionarea documentelor
	Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară
V. EVALUARE ȘI AUDIT	
Vizează dezvoltarea capacității de evaluare a controlului intern/managerial, în scopul asigurării continuității procesului de perfecționare a acestuia.	Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern/managerial

Tabel 36- Componente ale controlului intern/managerial conform OSGG 600/2018

5. Acțiuni întreprinse în semestrul I 2020

Pentru a răspunde prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018, în **semestrul I 2020** au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- luarea la cunoștință a *Listei activităților procedurabile și a Listei procedurilor documentate, din cadrul SNTGN Transgaz*, elaborată de către Serviciul Managementul Calității, în baza adresei de solicitare nr. 75091/17.12.2019; s-a evidențiat un număr de **287 activități/procese declarate procedurabile**; din acestea un număr de **7 proceduri de sistem și 125 proceduri de proces** erau elaborate la 31.12.2019; s-a stabilit că ponderea activităților procedurabile documentate este de **45,99 %**;
- demararea etapei de autoevaluare a realizării obiectivelor la nivelul departamentelor/direcțiilor independente/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș, prin adresa nr. 1628/14.01.2020;
- analiza și centralizarea *Rapoartelor privind monitorizarea performanțelor pentru anul 2019*, de către Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, și *elaborarea Informării transmise către Directorul General al SNTGN Transgaz SA privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2019*; aceasta prezintă o analiză a gradului de realizare a obiectivelor în baza indicatorilor de performanță stabiliți, prin *Sistemul de Monitorizare a desfășurării activităților, în ansamblul lor și o evaluare a gradului de realizare a obiectivelor pe baza indicatorilor de performanță, stabiliți pentru anul 2019*;
- analiza și centralizarea, de către Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M a datelor din Chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice;
- stabilirea concluziei rezultate în urma acțiunii de la punctul de mai sus; concluzia a fost aceea că la nivelul societății Sistemul de Control Intern/Managerial **este conform**, sunt implementate 16 standarde din cele 16 standarde prevăzute de Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice; întocmirea documentelor centralizatoare privind rezultatele autoevaluării;
- elaborarea *Informării transmise către Directorul general al SNTGN Transgaz SA privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz pentru anul 2019*, ca urmare a analizării și centralizării datelor din *Chestionarele de autoevaluare* transmise de către entitățile organizatorice; acesta prezintă o evaluare a modului de implementare a fiecărui standard în parte, de către fiecare structură organizatorică și o evaluare generală la nivelul societății; standardele de control intern/managerial sunt considerate a fi implementate, parțial implementate sau neimplementate în funcție de îndeplinirea criteriilor specifice fiecărui standard; gradul de conformitate a sistemului de control intern/managerial este stabilit în funcție de numărul standardelor implementate; stadiul de implementare a sistemului de control intern/managerial, pentru cele **307 structuri organizatorice**, s-a analizat la nivelul fiecărui standard de control intern/managerial din cadrul celor 5 componente ale controlului intern/managerial;
- stabilirea concluziilor *Informării transmise către Directorul general al SNTGN Transgaz SA privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2019*, după cum urmează:
 - **gradul de conformitate a sistemului de control intern/managerial, în SNTGN Transgaz este 100%**;

- **gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial**, la nivelul celor 307 structuri, la data de 31.12.2019 este **99,39%** standarde implementate, în creștere cu 0,20% față de 2018;
- organizarea și desfășurarea ședinței Comisiei de monitorizare, care s-a finalizat cu Procesul Verbal nr. 2031/15.01.2020; documentele avizate în cadrul ședinței Comisiei de monitorizare au fost transmise spre informare/aprobare Directorului General, după cum urmează:
 - chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern/managerial la data de 31.12.2019, la nivelul societății, conform OSGG 600/2018;
 - situație centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial la data de 31 decembrie 2019;
 - situația sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31 decembrie 2019;
 - „Programul de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA” pe anul 2020, înregistrat cu nr. 1264/10.01.2020;
 - registrul de riscuri pe societate pe anul 2020, înregistrat cu nr. 1173/10.01.2020;
 - planul de măsuri pentru minimizarea riscurilor majore identificate în cadrul SNTGN TRANSGAZ SA, anul 2020, înregistrat cu nr. 1434/13.01.2020;
 - informarea privind monitorizarea și gestionarea riscurilor la nivelul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2019, înregistrată cu nr. 1518/13.01.2020;
 - profilul de risc și limita de toleranță a riscurilor înregistrate cu nr. 1512/13.01.2020.
- organizarea și desfășurarea ședinței Comisiei de monitorizare, care s-a finalizat cu Procesul Verbal nr. 10745/24.02.2020; documentele avizate în cadrul ședinței Comisiei de monitorizare au fost transmise spre informare/aprobare Directorului General, după cum urmează:
 - informarea transmisă către Directorul general al SNTGN Transgaz SA privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2019, înregistrată cu nr. 8209/12.02.2020;
 - informarea către Directorul general al SNTGN Transgaz SA privind monitorizarea performanțelor la nivelul societății pentru anul 2018, înregistrată cu nr. 8211/12.02.2020;
- transmiterea documentelor prezentate spre aprobare Directorului General, către Secretariatul General al Guvernului, prin adresa nr. 1446/13.01.2020 (nr. intrare SGG 20/1035/AT/16.01.2020); acestea sunt:
 - **”Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31 decembrie 2019”**, întocmită conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.2. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, nr. 1385/13.01.2020;
 - **”Chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern/managerial”** pentru autoevaluarea stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA” la 31.12.2019, întocmit conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.1. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, nr.1383/13.01.2020;
 - **”Raportul directorului general asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data de 31 decembrie 2019”**, conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.3. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, nr. 1427/13.01.2020.
 - **„Situația Centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA, la data de 31**

decembrie 2019”, conform format Anexa nr. 3 din Ordinul SGG nr. 600/2018, nr. 1387/13.01.2020, împreună cu următoarele documente anexate:

- Decizia nr. 751/23.07.2018 actualizată;
 - Programul de Dezvoltare a SCIM conform OSGG nr. 600/2018, actualizat;
 - Obiectivul general, obiectivele strategice și direcțiile de acțiune ale SNTGN Transgaz SA;
 - Lista Obiective Indicatori de performanță anul 2019;
 - Lista proceselor (activităților procedurabile) actualizată la data de 31.12.2019;
 - Lista procedurilor documentate actualizată la data 31.12.2019;
 - Registrul de Riscuri la nivelul SNTGN Transgaz SA, anul 2020.
- postarea documentelor relevante pentru anul 2019, în zona publică la adresa: <http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem de Control Intern Managerial>;
 - actualizarea Anexei 1 a Deciziei de constituire a Comisiei de monitorizare nr. 751 din 23.07.2018, prin **Decizia nr. 36 din 14.01.2020**;
 - solicitarea actualizării/elaborării documentelor Sistemului de Control Intern/Managerial **pentru anul 2020** (prin adresele nr. 10744/24.02.2020 și 17176/19.03.2020), în conformitate cu structura organizatorică actuală, cu obiectivele generale/strategice stabilite la nivelul societății și cu luarea în considerare a:
 - Ordinului Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 care prevede **actualizarea anuală a documentelor SCI/M**;
 - **“Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial, în perioada 2018–2021”, actualizat în anul 2020** și aprobat de conducerea societății.
 - monitorizarea postării documentelor solicitate conform punctului de mai sus, atât în format editabil cât și în format pdf, în folderele dedicate anului 2020 din zona “Trgaz (\\intranet)\ZonaInterDep\ControlInternManagerial”; verificarea conținutului documentelor postate și transmiterea corecțiilor necesare;
 - actualizarea “Listei obiectivelor și indicatorilor de performanță, Anul 2020”, cod F 01 00/PS 05 SMI, pentru Exploatările Teritoriale, astfel încât să se țină cont de “Planul de acțiune și calendarul implementării propunerilor/recomandărilor”, stabilit ca urmare a consilierii Exploatărilor Teritoriale, în perioada iulie 2020 ÷ noiembrie 2020, cu privire la Sistemul de Control Intern/Managerial și Managementul riscului;
 - inventarierea, la nivelul structurilor organizatorice, a situațiilor care pot genera întreruperi în derularea activităților în vederea elaborării de către Direcția Mediu, Protecție și Securitate a Planului de continuitate la nivelul SNTGN Transgaz SA;
 - Consiliul de Administrație a luat act de Informarea nr. DG 21004/06.04.2020 privind “Stadiul implementării sistemului de control intern/managerial și Monitorizarea performanțelor, decembrie 2019”, prin HCA nr. 14/29.04.2020.
 - actualizarea Deciziei de constituire a Comisiei de monitorizare nr. 751 din 23.07.2018, prin **Decizia nr. 736 din 30.06.2020**;
 - solicitarea, prin adresa nr. 25186/05.05.2020, de monitorizare și implementare a acțiunilor stabilite, pentru anul 2020, în Programul de Dezvoltare SCI/M.
 - analiza de către Secretariatul Tehnic al Comisiei de Monitorizare, în 29.06.2020, a stadiului implementării acțiunilor prevăzute în Programul de dezvoltare a Sistemului de Control Intern/managerial Transgaz 2018-2021, actualizat pentru anul 2020.
 - consilierea responsabililor SCI/M din 8 departamente, 2 Servicii independente, 4 Exploatări Teritoriale, ca urmare a actualizării obiectivelor și a indicatorilor de performanță, pentru anul 2020.

6. Analiza stadiului implementării standardelor de control intern/managerial la nivelul SNTGN Transgaz SA

În anul 2019, conform organigramei valabilă la 31 decembrie, **307 entități organizatorice** au completat *Chestionarele de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial* cod F 12 00/PS 07 SMI (în conformitate cu OSGG nr.600/2018, Anexa nr.4.1). Gradul de implementare și dezvoltare al sistemului de control intern/managerial, la nivelul societății **rămâne cel stabilit pentru anul 2019, până la următoarea evaluare** ce va avea loc în decembrie 2020.

Din analiza datelor raportate de către structurile organizatorice se constată următoarele:

a) Sistemul de Control Intern/Managerial implementat în SNTGN Transgaz, la nivelul anului 2019 este CONFORM, fiind implementate toate cele 16 standarde de control intern/managerial.

Evoluția gradului de conformitate a SCI/M, față de anii precedenți se prezintă în figura de mai jos:

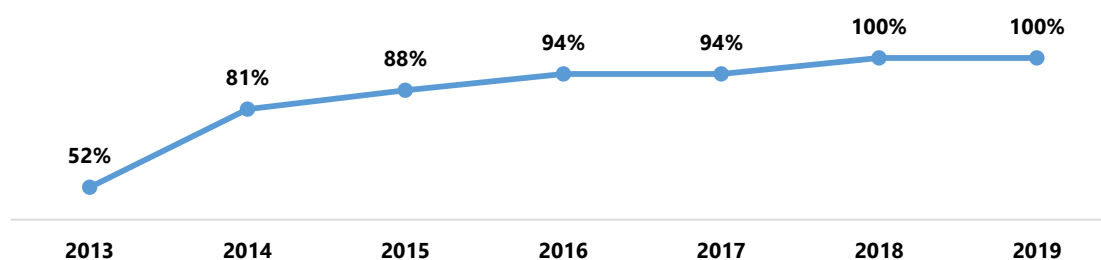


Figura 23- Evoluția gradului de conformitate a SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA în perioada 2013-2019

b) Creșterea gradului mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial, la nivelul societății.

Aprecierea **Gradului mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial**, la nivelul celor 307 structuri organizatorice la data de 31.12.2019 este de 99,39%, în creștere cu 0,2% față de 2018 (figura 21).

Formula de calcul a gradului mediu de implementare a standardelor de control intern managerial la nivelul societății:

$$\text{Grd. mediu de implementare SCIM la nivelul societății} = \frac{[\Sigma(\text{Entități cu std. 1 implementat}) + \dots + \Sigma(\text{Entități cu std. 16 implementat})] + (\text{Nr. entități cu standarde neaplicabile})}{\text{Nr. entități din cadrul societății} \times \text{Nr. std. (16)}} \times 100\%$$

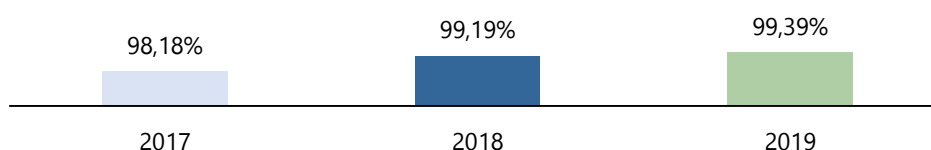


Figura 24-Evoluția gradului mediu de implementare a standardelor sistemului de control intern/managerial, la nivelul societății, perioada 2017-2019

7. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

- actualizarea ori de câte ori este nevoie a Deciziei nr. 751/23.07.2018 privind numirea Comisiei de Monitorizare și a Deciziei 282/15.03.2019 privind numirea Responsabililor SCI/M din cadrul SNTGN Transgaz SA;
- parcurgerea în mod cronologic și succesiv a etapelor aferente procesului de implementare și dezvoltare SCI/M conform Procedurii de sistem Managementul Sistemului de Control Intern/Managerial cod PS 07 SMI;
- continuarea instruirii/consilierii privind prevederile Procedurii de Sistem PS 07 SMI Managementul Sistemului de Control Intern/Managerial;
- transmiterea în cadrul instruirilor/consilierilor de recomandări privind:
 - stabilirea/implementarea de măsuri corective de către structurile organizatorice, pentru creșterea gradului de implementare a Standardului 3 Competență, Performanță, Standardului 6 Planificarea și a Standardului 9 Proceduri (acolo unde e cazul);
 - analiza obiectivelor, indicatorilor de monitorizare a performanțelor și relevanța acestora;
 - stabilirea de acțiuni în cadrul fiecărui Departament/Direcție independentă/Serviciu independent/Exploatare Teritoriale/Sucursala Mediaș, privind indicatorii de performanță nerealizați și urmărirea realizării lor;
 - stabilirea unor direcții de acțiune/măsuri, în cadrul structurilor organizatorice, care să conducă la îndeplinirea Programului de dezvoltare a SCIM 2018-2021;
 - utilizarea fișelor de standarde prezentate în Procedura de sistem PS 07 SMI. Acestea au scopul de a clarifica procesul de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial și de a orienta personalul către acțiuni concrete și documente relevante;
- verificarea în continuare a elaborării/actualizării și postării documentelor SCI/M, pentru anul 2020, cu respectarea structurii organizatorice a societății;
- completarea în timp real a fișelor analitice de către toate structurile organizatorice, aferente standardelor de control intern/managerial conform Procedurii de sistem Managementul SCIM cod PS 07 SMI;
- achiziționarea unei platforme electronice de gestionare a întregului Sistem de Control Intern/Managerial, aceasta realizând implicit:
 - raportarea în timp real a gradului de realizare a indicatorilor de performanță;
 - avertizarea nerealizării indicatorilor, astfel încât să existe posibilitatea de a lua măsuri de corecție în timp util.
- adaptarea la circumstanțele în continuă schimbare a sistemului de monitorizare/evaluare a performanțelor;
- ca urmare a analizării stadiului implementării acțiunilor prevăzute în Programul de dezvoltare a Sistemului de Control Intern/managerial Transgaz 2018-2021, actualizat pentru anul 2020, Secretariatul Tehnic al Comisiei de Monitorizare diseminează corecțiile identificate către departamentele implicate și va urmări realizarea acestora, astfel încât să se asigure implementarea acțiunilor propuse până în decembrie 2020.
- actualizarea Regulamentului de Organizare și Funcționare al Comisiei de Monitorizare, ca urmare a actualizării Deciziei de constituire a Comisiei de monitorizare nr. 751/ 23.07.2018, prin Decizia nr. 736 din 30.06.2020.
- transformarea sistemului de monitorizare/evaluare într-un sistem de autoevaluare și de învățare în cadrul societății ceea ce ar conduce la realizarea cadrului de revizuire a obiectivelor și definirii strategiilor de viitor.

5.2.8 Managementul Riscului

Având în vedere dimensiunea și complexitatea proceselor în care TRANSGAZ este implicată, dinamica factorilor externi, amenințările mediului cibernetic, complexitatea și durata proiectelor de investiții, schimbările generate de factorii de mediu asupra bunei funcționări a societății, dinamica schimbărilor ce au loc pe piețele de energie și în rândul partenerilor contractuali cu o performanță financiară volatilă, se creează un tablou foarte complex, cu potențiale zone de riscuri și amenințări la adresa societății.

Prin urmare, necesitatea ca **managementul riscului** să devină parte integrantă a managementului general este un obiectiv important al societății.

1. Cadru legislativ

Principalele acte normative care stau la baza reglementării Managementului riscurilor sunt următoarele:

- Ordonanța Guvernului nr. 119/2015 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice - în vigoare din 07.05.2018;
- Metodologia de management al riscurilor 2018, elaborată de Secretariatul General al Guvernului;
- SR EN 31000:2018, Managementul riscului-Linii directoare.
- SR EN 31010:2010, Managementul riscului-Tehnici de evaluare a riscului.

2. Cadru organizațional al procesului de management de risc

În vederea gestionării riscurilor la nivelul societății, Directorul General al SNTGN Transgaz SA a constituit prin Decizia internă nr. 750/23.07.2018, o structură cu atribuții în acest sens, denumită

Echipa de Gestionare a Riscurilor (EGR), în componența următoare:

- **Președinte** a EGR este *Directorul general adjunct al societății* domnul Târsac Grigore;
- **Membrii** în EGR sunt **Responsabilii cu riscurile** desemnați de către conducătorii Departamentelor/ Direcțiilor independente/ Sucursalei Mediaș/ Exploatărilor Teritoriale/Serviciilor independente;
- **Secretariatul EGR**, care este asigurat de Biroul Managementul Riscului/ Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, din cadrul Direcției Strategie Bugetară/ Departamentul Strategie și Management Corporativ.

În cadrul SNTGN Transgaz, adițional Echipei de gestionare a riscurilor (EGR), se constituie, la nivelul fiecărui Departament/Direcție independentă/Sucursala Mediaș/Exploatări Teritoriale, **Echipe de Gestionare a Riscurilor (GL-EGR)**, echipe constituite din șefii de servicii din entitățile respective.

Modul de organizare și activitatea Echipei de Gestionare a Riscurilor este în responsabilitatea președintelui și este stabilit prin **Regulamentul de Organizare și Funcționare a EGR nr. 37021/23.07.2018**.

3. Politicile și obiectivele SNTGN TRANSGAZ privind Managementul Riscului

Pentru optimizarea procesului de Management al Riscului, sunt stabilite următoarele documente:

- *Declarația-Angajament a Directorului general privind Managementul riscului*, prin care s-a stabilit următoarele obiective:
 - tratarea eficace a riscurilor la care este expusă societatea;
 - integrarea Managementului riscului în strategia și programele de dezvoltare ale societății;
 - creșterea gradului de informare privind managementul riscului, cu accent pe beneficiile implementării managementului riscului în cadrul societății;
 - anticiparea și creșterea capabilității de răspuns la cerințele contextului în care societatea își desfășoară activitatea;
 - creșterea gradului de implicare a fiecărui angajat în acțiuni privind managementul riscului.
- *Strategia de Managementul Riscurilor*, este aprobată prin HCA nr. 41/2018; orizontul de timp al acestei strategii este de 4 ani, la fel ca și al *Planului de Administrare* al SNTGN TRANSGAZ; aceasta stabilește atât acțiuni necesare pentru optimizarea procesului de management al riscului cât și cadrul pentru identificarea, evaluarea, monitorizarea și controlul riscurilor semnificative, în vederea menținerii lor la niveluri acceptabile în funcție de *limita de toleranță la risc*; prin strategia de managementul riscului s-a stabilit toleranța la risc în raport cu expunerea la risc, utilizând o **scală cu 3 trepte** rezultând o **matrice cu 9 "valori"** pentru expunerea la risc;
- Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul Riscului a fost* aprobată în 31.07.2018; Procedura de Sistem PS 05 SMI stabilește un set unitar de reguli pentru gestionarea riscurilor și pentru întocmirea și actualizarea Registrului de Riscuri.

4. Acțiuni întreprinse în semestrul I 2020

Monitorizarea și continua revizuire a registrelor de riscuri garantează că identificarea, analiza, evaluarea și tratarea riscurilor sunt mereu de actualitate.

Paralel cu procesul de bază, pentru a se asigura că în proces se folosește informația adecvată și pentru diseminarea concluziilor și a informațiilor, se realizează comunicarea și consultarea folosind rețeaua INTRANET "ZonaInterDep" și "zonapublica.transgaz.ro".

În primul semestru al anului 2020, s-au întreprins următoarele acțiuni:

- elaborarea *Raportului Consilierii structurilor organizatorice din cadrul SNTGN Transgaz cu privire la Standardul 8 Managementul Riscului din cadrul Sistemului de Control Intern/Managerial*, și a *Planului de Acțiune și Calendarul implementării propunerilor/recomandărilor*, ca urmare a consilierii structurilor organizatorice în conformitate cu *Programul de Consiliere, cu privire la Managementul Riscului*.
- demararea acțiunii de evaluare a portofoliului de riscuri existente în SNTGN Transgaz SA, prin adresa nr. DSMC 189/06.01.2020; în acest sens s-a solicitat tuturor Departamentelor/Direcțiilor independente/Serviciilor independente/Exploatări Teritoriale/Sucursalei Mediaș (conform organigramei valabilă în decembrie 2019), transmiterea *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, pentru anul 2019*;

- elaborarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, a *Informării privind gestionarea și monitorizarea riscurilor la nivelul societății-anul 2019*, în baza Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor pentru anul 2019;
- propunerea menținerii *Limitei de toleranță, pentru anul 2020*, stabilită prin Strategia de Managementul Riscurilor;
- elaborarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, a *Profilului de risc* al Transgaz, decembrie 2019;
- încheierea procesului de monitorizare a riscurilor strategice, de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, prin integrarea informațiilor/datelor/aspectelor constatate pe parcursul anului 2019, în Fișele de Urmărire a Riscurilor Strategice.
- reanalizarea/evaluarea riscurilor strategice. Riscurile strategice pentru anul 2020 sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Sursă externă
Categoria: Domeniul Politic
Schimbări ale cadrului macroeconomic
Cadrul geopolitic, factorii de natură politică pot afecta încheierea unor contracte de transport internațional.
Intervenția guvernamentală în sectorul de activitate
Categoria: Reglementări/Legislativ
Implementarea deficitară/neimplementarea Reglementărilor europene
Modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale
Modificarea prețurilor gazelor naturale din România.
Restricții legislative în posibilitatea de diversificare a activității generatoare de profit.
Remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în Baza de Active Reglementate (RAB) se face cu acceptul ANRE.
Posibilitatea scăzută de a obține un profit mai mare decât cel reglementat, în cadrul unei perioade de reglementare.
Categoria: Concurențial
Impactul proiectelor concurente asupra dinamicii fluxului de gaz la nivel european
Categoria: Comercial
Fluctuația sezonieră a consumului de gaz
Variațiile prețului gazului achiziționat de SNTGN Transgaz
Categoria: Financiar
Creditarea
Cursul valutar
Rata dobânzii
Lichidități
Piața de capital
Categoria: Hazard
SNT poate fi afectat de catastrofe naturale (cutremurele, inundațiile, alunecările de teren, temperaturile extreme, căderi masive de zăpadă) , situații de criză sau război.

- elaborarea *Registrului de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2020*; acesta cuprinde riscurile strategice, precum și riscurile operaționale majore, escaladate de structurile organizatorice, selectate de Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- elaborarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, în baza Fișelor de Urmărire a Riscurilor strategice și a Raportelor privind gestionarea riscurilor transmise de

structurile organizatorice, a Planului de minimizare a riscurilor, la nivelul societății pentru anul 2020;

- elaborarea raportului cu privire la clasificarea riscurilor operaționale;
- organizarea și desfășurarea ședinței Echipei de Gestionare a Riscurilor, care s-a finalizat cu Procesul Verbal nr. 2030/15.01.2020; documentele avizate în cadrul ședinței Echipei de Gestionare a Riscurilor au fost transmise spre aprobare Comisiei de Monitorizare, după cum urmează:
 - informarea privind gestionarea și monitorizarea riscurilor la nivelul societății, anul 2019 nr.1518/13.01.2020;
 - limita de toleranță, pentru anul 2020 nr. 1512/13.01.2020;
 - profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019, nr. 1512/13.01.2020;
 - registrul de riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2020, nr. 1173/10.01.2020;
 - planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2020, nr. 1434/13.01.2020;
 - raportul consilierii structurilor organizatorice din cadrul SNTGN Transgaz cu privire la Standardul 8 Managementul Riscului din cadrul Sistemului de Control Intern/Managerial și a Planului de Acțiune și Calendarul implementării propunerilor/recomandărilor, nr. 539/08.01.2020;
 - raportul cu privire la clasificarea riscurilor operaționale nr.1516/13.01.2020
- declanșarea acțiunii de actualizare/elaborare a documentelor (prin adresele nr. 10744/24.02.2020 și 17176/19.03.2020) în conformitate cu Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul Riscului*;
- postarea în baza de date "Trgaz (\\intranet)\ZonelInterDep\ControllInternManagerial" a următoarelor documente:
 - *lista obiectivelor specifice și a indicatorilor de performanță* cod F 01 00/PS 05 SMI;
 - *lista obiectivelor operaționale, indicatorilor, activităților și a riscurilor* cod F 02 00/PS 05 SMI;
 - *registrul de Riscuri la nivel de serviciu, birou* RegR-RR cod F 03 00/PS 05 SMI;
 - *registrul de Riscuri la nivel de departament* RegR-RD cod F 05 00/PS 05 SMI;
 - *plan de măsuri pentru minimizarea riscurilor* cod F 06 00/PS 05 SMI;
 - *Anexa 7 Fișă de Urmărire a Riscului FUR* cod F 07 00/PS 05 SMI.
- verificarea documentelor postate de către structurile organizatorice, pentru conformitate cu cerințele Procedurii de Sistem PS 05 SMI;
- actualizarea Anexei 1 a Deciziei de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 750 din 23.07.2018, prin Decizia nr. 37 din 14.01.2020;
- inițierea Fișelor de Urmărire a Riscurilor strategice, pentru anul 2020;
- actualizarea, în 29 aprilie 2020, a *Declarației-Angajament a Directorului general privind Managementul riscului*;
- postarea pe site-ul societății, în secțiunea "Managementul Riscului", a *Declarației-Angajament a Directorului general privind Managementul riscului*, actualizată;
- Consiliul de Administrație a luat act de Informarea nr. DG 21001/06.04.2020 privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul Transgaz, pentru anul 2019, prin HCA nr. 14/29.04.2020;
- actualizarea Anexei 1 a Deciziei de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 750 din 23.07.2018, prin Decizia nr. 737 din 30.06.2020;
- completarea Fișelor de Urmărire a Riscurilor strategice, pentru anul 2020 cu stadiul implementării măsurilor de control intern/managerial, dificultățile întâmpinate și propuneri de acțiuni noi.

- analizarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscului, a stadiului implementării măsurilor de control intern/managerial stabilite în Planul de măsuri de minimizare a riscului, la nivelul SNTGN Transgaz, anul 2020.
- consilierea responsabililor SCI/M din 8 departamente, 2 Servicii independente, 4 Exploatare Teritoriale, ca urmare a actualizării registrelor de riscuri și a planurilor de măsuri de minimizare riscuri, anul 2020;
- încadrarea riscurilor operaționale în categoriile stabilite prin *Raportul cu privire la clasificarea riscurilor operaționale*.

Profilul de risc al SNTGN Transgaz SA, la data de 31.12.2019 s-a îmbunătățit față de profilul de risc stabilit la data de 31.12.2018, cum se poate observa în figura 22:

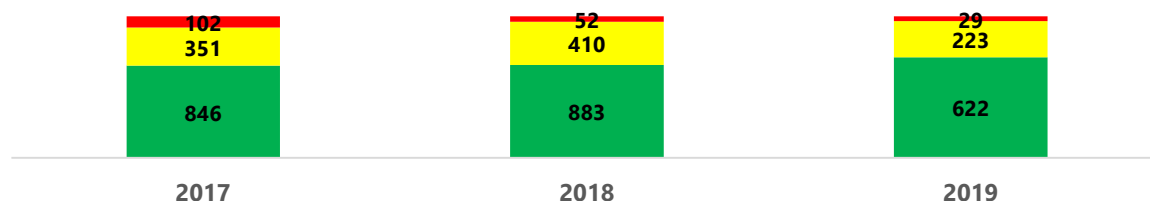


Figura 25- Profilul de risc comparativ anii 2017, 2018, 2019

Notă:

- Riscuri acceptabile
- Riscuri cu tolerare scăzută
- Riscuri intolerabile

5. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

- actualizarea ori de câte ori este nevoie a Deciziei 750/23.07.2018 privind [constituirea](#) Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- parcurgerea în mod cronologic și succesiv a etapelor aferente procesului de management a riscului conform Procedurii de sistem Managementul Riscului cod PS 05 SMI;
- achiziționarea unei platforme electronice de gestionare a întregului Sistem de Control Intern/Managerial, aceasta realizând implicit:
 - raportarea în timp real a gradului de realizare a indicatorilor de performanță și aplicarea managementului riscurilor pe obiective specifice și criterii de performanță, efectuând automat calculele necesare;
 - aplicarea automată a matricelor de calcul în managementul riscului pentru evaluarea și tratarea riscurilor.
- actualizarea ori de câte ori este necesar a Fișelor de Urmărire a Riscurilor strategice;
- monitorizarea stadiului de implementare a *Programului de implementare a măsurilor stabilite în Strategia de Managementul Riscului*;
- monitorizarea stadiului de implementare a acțiunilor cuprinse în *Planul de Acțiune și Calendarul implementării propunerilor/recomandărilor*, aprobat ca urmare a consilierii structurilor organizatorice în conformitate cu *Programul de Consiliere, cu privire la Managementul Riscului*;
- instruire internă ale structurilor organizatorice nou înființate, cu privire la elaborarea documentelor aferente Procedurii de Sistem PS 05 SMI Managementul Riscului;
- consilierea structurilor organizatorice, ori de câte ori este necesar, cu privire la implementarea/dezvoltarea procesului de management al riscului.

5.2.9 Comunicare

Parte componentă a strategiei de dezvoltare a societății, **politica de comunicare și responsabilitate socială** are ca obiectiv atât creșterea permanentă a gradului transparent de comunicare și de responsabilizare al companiei față de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea tuturor acțiunilor desfășurate în acest sens.

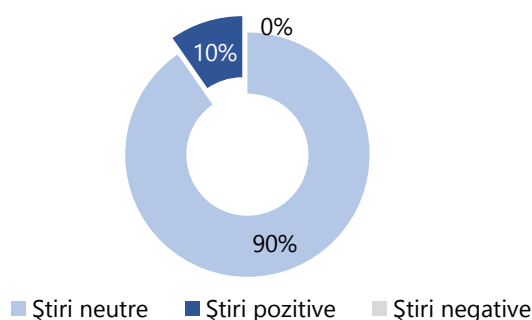
Sub sloganul "**O COMPANIE RESPONSABILĂ ESTE O COMPANIE A VIITORULUI**", întreaga activitate de comunicare internă și externă a societății este modelată pe și se desfășoară în conformitate cu principiile deontologiei profesionale, eticii, transparenței și bunelor practici de business și colaborare, culturii și valorilor organizaționale.

Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în semestrul I 2020

În urma monitorizării știrilor privind activitatea Transgaz, apărute pe canalele media în semestrul I 2020, menționăm că acestea au fost în număr de **93** din care:

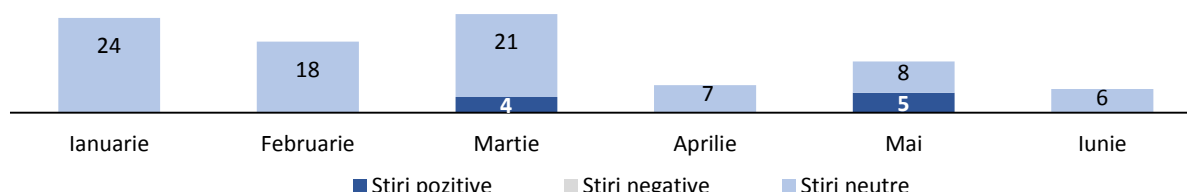
Nr. crt.	Categorie știri	Sem. I		%	Procent	
		2020	2019		2020	2019
1.	Știri neutre	84	122	-31	90%	92%
2.	Știri pozitive	9	6	50	10%	5%
3.	Știri negative	0	4	-100	0%	3%
Total știri		93	132	-30	100%	100%

Tabel 37-Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în Sem. I 2020



Grafic 32-Ponderea știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în Sem. I 2020

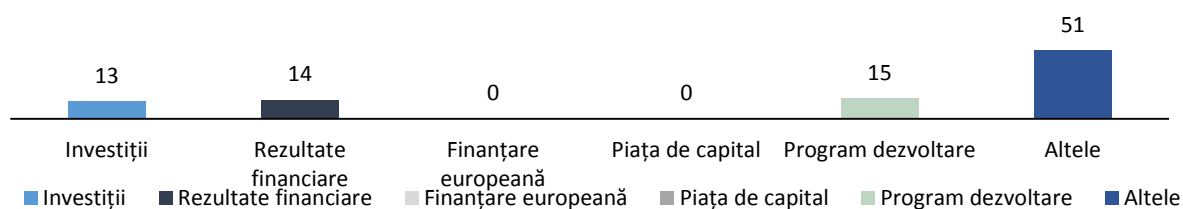
Distribuția pe luni în semestrul I 2020 a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



Grafic 33-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2020

Distribuția totală în semestrul I 2020 a referirilor apărute funcție de tema abordată, investiții, rezultate financiare, finanțare europeană, piața de capital, program de dezvoltare se prezintă astfel:

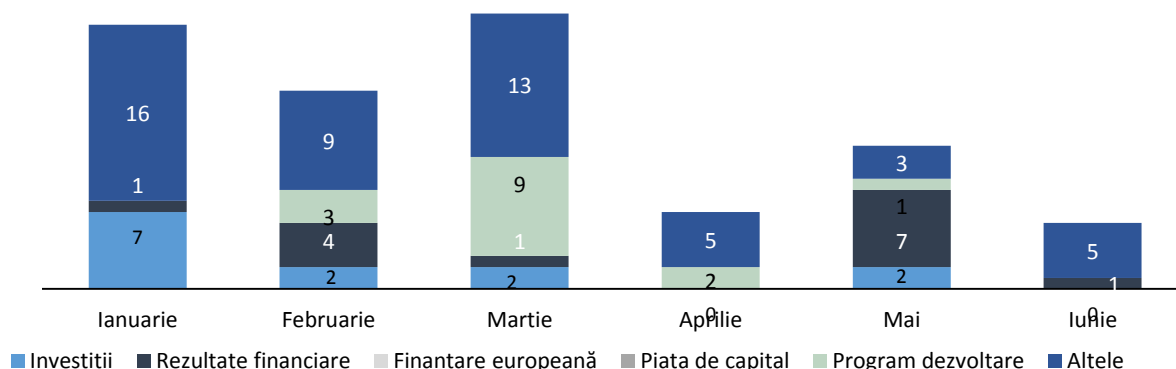
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 30.06.2020



Grafic 34-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2020

Distribuția pe luni în semestrul I 2020 a referirilor apărute funcție de tema abordată se prezintă astfel:

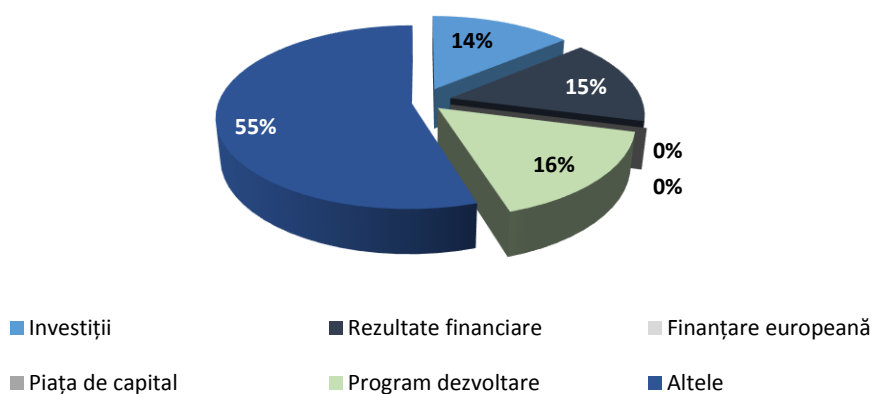
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 30.06.2020



Grafic 35-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2020

Ponderea referirilor apărute în semestrul I 2019 funcție de tema abordată se prezintă astfel:

Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată



Grafic 36-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2020

5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanciari

Din categoria **indicatorilor nefinanciari operaționali de performanță** (prezenți în Anexa a 2a a HG 722/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a unor prevederi din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr.109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice) în cadrul societății sunt monitorizați următorii indicatori:

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2020		Grad de realizare
				Planificat	Realizat	
Operațional						
6	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani I = (acțiuni realizate +demarate) / acțiuni propuse				
		Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Construcție Faza 1; - Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa -STC Bibești	în derulare -s-au sudat peste 300 km din cei 479 km pentru BRUA Faza I; –STC Bibești finalizată construcția	Se monitorizează anual
		Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	6.2	- Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire –etapa 2 - Construcție și PIF	-proiect tehnic finalizat; -în derulare realizare detalii de execuție; -în derulare execuția stațiilor de comprimare.	
		Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	6.3	Isaccea 1 – construcție și PIF Negru Vodă 1 – demarare construcție	-continuare execuție lucrări pentru SMG Isaccea 1; -continuare elaborare Proiect Tehnic pentru SMG Negru Vodă 1.	
		Proiect privind dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	6.4	Isaccea 1–construcție și PIF Negru Vodă 1– demarare construcție	-demarare execuție pentru conductă (Lot 1 și Lot 2); -demarare execuție pentru Stațiile de Comprimare Onești și Gherăști, inclusiv automatizare și securizare conductă.	
		Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre	6.5	- Construcție (PIF în 2021)	-continuare execuție lucrări.	
7	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului de gaze în SNT în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	<1	0,54%	
Orientați către servicii publice						
8	Indicatori de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizarea Țintelor prevăzute în Standardul de performanță pentru serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale (ordinul ANRE 161/26.11.2015 intrat în vigoare la 1 octombrie 2016)	8.1	$IP_0^1 \geq 90\%$	99,53%	
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	*	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	*	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	100,00%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	100,00%	
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	100,00%	
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100,00%	
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	*	
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100,00%	
			8.10	$IP_3^2 \geq 95\%$	*	
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	*	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	*	

			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	*	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	100,00%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100,00%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100,00%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100,00%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	87,69%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100,00%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	*	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	*	
Guvernanță corporativă						
9	Implementare a sistemului de control intern/managerial	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 600/2018*100	9.1	94%	Realizat -Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/ 1446/13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. -Situția centralizatoare privind stadiul implement-tării și dezvoltării SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1387/13.01.2020. -Chestionar Autoevaluare a stadiului de implement-tare a standardelor SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1383/13.01.2020. -Situția sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31.12.2019, nr. 1385/13.01.2020. - Actualizarea Deciziei nr. 751/23.07.2018 privind constituirea Comisiei de monitorizare cu Decizia nr.36/14.01.2020. -Actualizarea Deciziei nr. 751/23.07.2018 privind constituirea Comisiei de monitorizare cu Decizia nr.736/30.06.2020. -Actualizarea Deciziei nr. 282/15.03.2019 privind numirea Responsabililor SCI/M, cu Decizia nr.38/14.01.2020; -Actualizarea Programului de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA" pe anul 2020 nr. 1264/10.01.2020; - Informare privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2019, nr. 8209/ 12.02.2020; -Informare privind monitorizare performanțe la nivelul societății pentru anul 2019, nr. DSMC/ 8211/12.02.2020. -Informarea Consiliului de Administrație privind "Stadiul implementării sistemului de control intern/managerial și Monitorizarea performanțelor 2019", nr. înregistrare DG 21004/ 06.04.2020, HCA nr. 14/ 29.04.2020	100%

10	Satisfacția clienților	Realizarea Țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)	10.1	8	Se monitorizează anual	
11	Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului	Realizarea Țintelor prevăzute în Planul de administrare privind implementarea cerințelor Standardului 8 din Ordinului SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.	11.1	Actualizarea documentelor specifice Managementului riscului	Realizat -Decizia de actualizare a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 737/30.06.2020; -Limita de toleranță, pentru anul 2020 nr. 1512/ 13.01.2020; - Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019, nr. 1512/13.01. 2020. -Declarația – Angajament a Directorului General privind Managementul Riscului, actualizată în 29.04.2020.	100%
			11.2	Actualizare Registrul riscului Actualizare Plan de masuri pentru minimizare riscuri	Realizat -Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2020, nr. 1173/10.01.2020; -Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2020, nr. 1434/13.01.2020.	
			11.3	Raportare monitorizare riscuri	Realizat -Informare privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul societății, pentru anul 2019, nr. 1518/ 13.01.2020; -Informarea Consiliului de Administrație privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul Transgaz, pentru anul 2019,, nr. înreg. DG 21001/06.04.2020, HCA nr. 14/29.04.2020.	
12	Raportarea la timp a indicatorilor cheie de performanță	Încadrarea în termenele legale de raportare I = termene efective de raportare/ termene prevăzute de raportare *100	12.1	Calendar de comunicare financiară către BVB	Realizat (a se vedea pe site-ul societății)	Se monitorizează anual
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	Realizat Adresa DSMC/11471/26.02.2020 Termen 1 martie 2020	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/1446/ 13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. (se raportează anual)	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizat -adresa nr. 69593/22.11.2019 raportare ANRE pt. anul gazier 2018-2019 (se raportează anual)	

			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa DSMC 393/07.01.2020 Raportare aferentă semestrului II 2019. Adresa DSMC 36417/01.07.2020 Raportare aferentă semestrului I 2020 și KPI pentru anul 2019	
13	Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca element al planurilor manageriale	Respectarea măsurilor asumate prin Planul de integritate aprobat I = măsuri realizate în termen /măsuri propuse*100	13.1	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	Realizat Publicat Raport asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data 31.12.2019, nr.1427/13.01. 2020 la adresa: http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/6.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/3.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/Raportare%20SCIM%20la%2031.12.%202019.pdf	100%
			13.2	Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	Realizat -la nivelul SNTGN TRANSGAZ SA a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 5573/31.01.2020, a fost transmis către Secretariatul General al Guvernului Raportul la data de 31.12.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al SNTGN TRANSGAZ SA, Situația incidentelor de integritate (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri SNA (Anexa 2);	
			13.3	Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet): http://zonapublica.transgaz.ro/Strategia%20de%20lupta%20anticoruptie/	

Notă: având în vedere faptul că în perioada analizată la indicatorii de măsură ai performanței Serviciului de Transport gaze naturale marcați cu * nu sunt înregistrate solicitări/ sesizări/reclamații, rezultă că indicatorii sunt îndepliniți conform cerințelor din Standardul de performanță, dar gradul de îndeplinire a acestor indicatori nu se poate determina prin calcul matematic

Tabel 38 - Indicatori cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componentei variabile a remunerației în semestrul I 2020

6. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ

Guvernanța corporativă se referă la modul în care sunt împărțite drepturile și responsabilitățile între categoriile de participanți la activitatea companiei, cum ar fi consiliul de administrație, managerii, acționarii și alte grupuri de interese, specificând totodată modul cum se iau deciziile privind activitatea companiei, cum se definesc obiectivele strategice, care sunt mijloacele de atingere a lor și cum se monitorizează performanțele economice.

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității SNTGN TRANSGAZ SA sunt stabilite în contextul alinierii la cerințele noii politici energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, dezvoltarea durabilă și competitivitatea.

În acest context, implementarea și dezvoltarea principiilor guvernanței corporative precum și dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor.

Subscriind acestui deziderat, SNTGN TRANSGAZ SA, urmărește și prin aplicarea eficientă a Regulamentului de Guvernanță Corporativă să asigure un cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernanței corporative la nivelul companiei.

Regulamentul de guvernanță corporativă al SNTGN TRANSGAZ SA a fost avizat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr. 3/18.01.2011 și aprobat de Adunarea Generală a Acționarilor din 2 martie 2011, prin Hotărârea AGA nr. 1/2011 (art. 4).

Documentul are o structură conformă cu cerințele în materie și cuprinde un număr de **9 capitole**, astfel:

-	Cap.1– Structuri de guvernanță corporativă: Consiliul de Administrație, Comitetele consultative, Conducerea executivă, Codul de conduită profesională
-	Cap.2– Drepturile deținătorilor de acțiuni: drepturile deținătorilor de acțiuni, tratamentul deținătorilor de acțiuni.
-	Cap.3– Consiliul de Administrație: rolul și obligațiile Consiliului de Administrație, structura Consiliului de Administrație, numirea membrilor Consiliului de Administrație, remunerarea membrilor Consiliului de Administrație.
-	Cap.4– Transparența, raportarea financiară, controlul intern și administrarea riscului: transparența și raportarea financiară.
-	Cap.5– Conflictul de interese și tranzacțiile cu persoane implicate: conflictul de interese; tranzacțiile cu persoane implicate.
-	Cap.6– Regimul informației corporative.
-	Cap.7– Responsabilitatea socială.
-	Cap.8– Sistemul de administrare.
-	Cap.9– Dispoziții finale.

SNTGN Transgaz SA în calitate de societate listată la BVB în categoria Premium, a adoptat, în mod voluntar, prevederile CGC al BVB și raportează începând cu anul 2010 conformarea totală sau parțială prin completarea **Declarației privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernanță Corporativă (Declarația „aplici sau explici”) cuprinsă în Raportul Administratorilor.**

În cursul anului 2015, în cadrul proiectului dedicat guvernanței corporative, Bursa de Valori București a rescris Codul de Guvernanță Corporativă al BVB, aflat în vigoare în prima sa formă din anul 2008.

Astfel, în data de 22 septembrie 2015 a fost lansat **un nou Cod de Guvernanță Corporativă** incident companiilor listate pe piața principală, având ca obiectiv principal facilitarea accesului investitorilor la informații precum și protecția drepturilor acestora.

Noul Cod este structurat în patru secțiuni: **Responsabilități, Sistemul de gestiune a riscului și control intern, Justa recompensă și motivare**, precum și **Adaugând valoare prin relațiile cu investitorii**. Fiecare secțiune prezintă “principiile generale”, urmate de “prevederi ce trebuie respectate”.

Implementarea noilor reguli se bazează pe principiul "aplici și explici" care oferă pieței informații clare, corecte și de actualitate despre modul în care companiile listate se conformează regulilor de guvernare corporativă. În acest sens, societățile vor include o declarație de guvernare corporativă în raportul anual într-o secțiune distinctă, care va cuprinde o autoevaluare privind modul în care sunt îndeplinite „prevederile care trebuie respectate”, precum și măsurile adoptate în vederea respectării prevederilor care nu sunt îndeplinite în totalitate. Toate cazurile de nerespectare de către o societate a unei prevederi din secțiunile Codului intitulată "Prevederi care trebuie respectate" vor fi raportate pieței începând cu data de 4 ianuarie 2016, sub forma unui raport curent.

Transgaz se află în deplină conformitate cu majoritatea prevederilor din noul Cod, iar prevederile cu care societatea nu este încă în conformitate au fost prezentate explicit într-un raport curent transmis la BVB în luna ianuarie 2016, acesta fiind publicat și pe site-ul companiei la secțiunea: Relații investitori/Raportări financiare.

Ulterior, în data de 12 octombrie 2016, printr-un Raport Curent transmis la BVB, SNTGN TRANSGAZ SA a raportat pieței conformarea la încă o prevedere din Noul Codul de Guvernare, respectiv A.2., prevedere ce a fost inclusă în ROF-ul CA la art. 17 și aprobat în Hotărârea AGOA nr. 4 din 23.06.2016. Orice conformare ulterioară pe care compania o va realiza în acest sens va fi raportată pieței de capital.

Sistemul de administrare

Transgaz are un sistem de administrare unitar și este administrată de un Consiliu de Administrație. Acesta are competența generală pentru efectuarea tuturor actelor necesare în vederea îndeplinirii cu succes a obiectului de activitate al societății, cu excepția aspectelor care sunt de competența Adunării Generale a Acționarilor conform prevederilor Actului Constitutiv actualizat la 18.11.2019, sau ale legilor aplicabile.

Conducerea Transgaz este asigurată de un consiliu de administrație format majoritar din administratori neexecutivi și independenți, în sensul art. 138² din Legea nr. 31/1990, privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Consiliul de Administrație este compus din 5 membri care garantează eficiența capacității de supraveghere, analiză și evaluare a activității societății precum și tratamentul echitabil al acționarilor. Membrii Consiliului de Administrație sunt aleși de Adunarea Generală a Acționarilor pentru un mandat de 4 ani, în cazul îndeplinirii în mod corespunzător a atribuțiilor, mandatul poate fi reînnoit, sau cu posibilitatea de a fi revocați de către Adunarea Generală Ordinară în cazul neîndeplinirii obiectivelor principale.

Membrii Consiliului de Administrație pot avea calitatea de acționar. Consiliul de Administrație al Transgaz este condus de un președinte numit de Consiliul de Administrație, din rândul membrilor săi ce asigură funcționarea optimă a organelor societății. Membrii Consiliului de Administrație vor lua parte la toate Adunările Generale ale Acționarilor și își vor exercita mandatul în cunoștință de cauză, cu bună credință pentru interesul societății, cu due-diligence și grijă fără a divulga informațiile confidențiale și secretele comerciale ale societății atât pe perioada mandatului cât și după încetarea acestuia.

Actul Constitutiv al Transgaz actualizat la 18.11.2019 și aprobat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr. 55/18.11.2019, reglementează atribuțiile, răspunderile și competențele

Consiliului de Administrație precum și obligațiile administratorilor companiei. Acesta își desfășoară activitatea în baza propriului său regulament și a reglementărilor legale în vigoare. Urmare a implementării Noului Cod de Guvernanță Corporativă a BVB, consiliul de administrație a avizat modificarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA în sensul respectării prevederilor acesteia și a fost aprobat în art. 2 a HAGOA nr. 8 din 17.12.2018.

Structura Consiliului de Administrație al Transgaz asigură un echilibru între membrii executivi și neexecutivi, astfel ca nici o persoană sau grup restrâns de persoane să nu poată domina procesul decizional al Consiliului de Administrație.

Procesul decizional în cadrul societății va rămâne o responsabilitate colectivă a Consiliului de Administrație, care va fi ținut responsabil solidar pentru toate deciziile luate în exercitarea competențelor sale. Renunțarea la mandat de către administratorii independenți va fi însoțită de o declarație detaliată privind motivele acestei renunțări.

Membrii Consiliului de Administrație își vor actualiza permanent competențele și își vor îmbunătăți cunoștințele cu privire la activitatea companiei cât și cu privire la cele mai bune practici de guvernanță corporativă pentru îndeplinirea rolului lor.

Membrii Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA

Componența Consiliului de Administrație al Transgaz începând cu data de 11.07.2017, urmare a HAGOA nr. 3/19.06.2017, respectiv a HAGOA nr.13/28.12.2017:

STERIAN ION	Administrator executiv-Director General
PETRU ION VĂDUVA	Administrator neexecutiv
BOGDAN GEORGE ILIESCU	Administrator neexecutiv, independent
MINEA NICOLAE	Administrator neexecutiv, independent
LĂPUȘAN REMUS-GABRIEL	Administrator neexecutiv, independent, Președinte al Consiliului de Administrație

Ulterior, în cadrul ședinței Consiliului de Administrație al Transgaz din data de 18.03.2019, în conformitate cu prevederile art. 19 pct. 2.3 din Actul Constitutiv, actualizat la data de 18.11.2019 și în conformitate cu prevederile OUG 109/2011 privind Guvernanța Corporativă a Întreprinderilor Publice cu modificările și completările ulterioare, administratorii societății au ales pe domnul Lăpușan Remus Gabriel în funcția de președinte al Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA.

CV-urile membrilor Consiliului de Administrație al Transgaz sunt disponibile pe site-ul societății la adresa: www.transgaz.ro/Despre noi/Consiliul de administrație.

Consiliul de Administrație a delegat conducerea societății către Directorul General al SNTGN Transgaz SA, care nu este Președintele Consiliului de Administrație.

Directorul General al SNTGN Transgaz SA reprezintă societatea în relațiile cu terții. Directorul elaborează și prezintă consiliului de administrație o propunere pentru componenta de management a planului de administrare pe durata mandatului, în vederea realizării indicatorilor de performanță financiari și nefinanțari.

Consiliul de administrație poate cere completarea sau revizuirea componentei de management a planului de administrare dacă aceasta nu prevede măsurile pentru realizarea obiectivelor cuprinse în scrisoarea de așteptări și nu cuprinde rezultatele prognozate care să asigure evaluarea indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari.

După aprobarea planului de administrare de către consiliul de administrație, componenta de management sau, după caz, indicatorii de performanță financiari și nefinanciari aprobați constituie anexă la contractul de mandat încheiat cu directorul.

Evaluarea activității directorilor de către consiliul de administrație va viza atât execuția contractului de mandat, cât și a componentei de management a planului de administrare.

Directorul general elaborează și prezintă consiliului de administrație rapoartele prevăzute de lege.

Directorul general supune aprobării consiliului de administrație tranzacțiile încheiate cu administratorii, ori directorii, cu angajații, respectiv acționarii care dețin controlul asupra Transgaz sau cu o societate controlată de aceștia, dacă tranzacția are, individual sau într-o serie de tranzacții, o valoare de cel puțin echivalentul în lei a 50.000 euro.

Directorii executivi și directorii din cadrul sucursalelor sunt numiți de directorul general și se află în subordinea acestuia, sunt funcționari ai TRANSGAZ S.A., execută operațiunile acesteia și sunt răspunzători față de aceasta pentru îndeplinirea îndatoririlor lor, în aceleași condiții ca și membrii consiliului de administrație.

Atribuțiile directorilor executivi și ale directorilor din cadrul sucursalelor sunt stabilite prin regulamentul de organizare și funcționare al TRANSGAZ S.A.

Nu pot exercita funcția de directori executivi sau directori de sucursale persoanele care sunt incompatibile potrivit Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Consiliul de administrație, conform art. 19 pct. 8 din Actul Constitutiv actualizat la 18.11.2019, informează în cadrul primei adunări generale a acționarilor ce urmează încheierii actului juridic, asupra:

- oricărei tranzacții cu administratorii ori cu directorii, cu angajații, cu acționarii care dețin controlul asupra societății sau cu o societate controlată de aceștia;
- tranzacțiilor încheiate cu soțul sau soția, rudele ori afinii până la gradul IV, inclusiv ai persoanelor prevăzute mai sus;
- oricărei tranzacții încheiate între TRANSGAZ S.A. cu o altă întreprindere publică ori cu autoritatea publică tutelară, dacă tranzacția are o valoare, individual sau într-o serie de tranzacții, de cel puțin echivalentul în lei a 100.000 euro.

Consiliul de administrație este obligat să pună la dispoziția adunării generale a acționarilor și a auditorilor financiari documentele Transgaz S.A. și rapoartele de activitate potrivit dispozițiilor legale.

Intenția Transgaz de achiziționare de acțiuni proprii

Nu este cazul.

Numărul și valoarea nominală a acțiunilor emise de societatea mamă deținute de filiale

Nu este cazul.

Obligațiuni și/sau alte titluri de creanță

Nu este cazul.

Fuziuni sau reorganizări semnificative în timpul exercițiului financiar

În cursul primului semestru din 2020 nu au avut loc fuzionări sau reorganizări în cadrul SNTGN Transgaz SA.

ACTE JURIDICE ÎNCHEIATE ÎN CONDIȚIILE ART.52 ALIN.(1) ȘI ALIN.(6) DIN O.U.G nr.109/30.11.2011

În semestrul I 2020 societatea a încheiat următoarele acte juridice cu societățile în care Statul Român își exercită controlul direct sau indirect și a căror valoare cumulată reprezintă cel puțin echivalentul în lei a 50.000 de euro:

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 335L/18.12.2019 pentru luna ianuarie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	1.192.284,80 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 337L/18.12.2019 pentru luna ianuarie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	1.231.572,65 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 295L/18.12.2019 pentru luna ianuarie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	3.275.784,17 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și COMPLEXUL ENERGETIC HUNEDOARA S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 134T/18.12.2019 pentru trimestrul I 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	512.193,97 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 438L/22.01.2020 pentru luna februarie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	868.435,52 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 403L/22.01.2020 pentru luna februarie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.121.696,40 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și COMPLEXUL ENERGETIC HUNEDOARA S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 135T/11.02.2020 pentru trimestrul II 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	309.433,42 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 155T/11.02.2020 pentru trimestrul II 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	2.117.177,79 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 156T/11.02.2020 pentru trimestrul II 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.565.400,93 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 463L/19.02.2020 pentru luna martie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	665.794,86 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 510L/19.02.2020 pentru luna martie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	938.260,26 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	BENEFICIAR: Vestmoldtransgaz S.R.L. PRESTATOR: S.N.T.G.N. Transgaz S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract de prestări servicii nr. 6, încheiat la data de 20.03.2020, înregistrat la SNTGN TRANSGAZ S.A. cu nr.172 la data de 23.03.2020.
Obiectul Contractului	Acordarea de către Prestator a asistenței tehnice în favoarea Beneficiarului în cadrul procesului de implementare a proiectului investițional „Conducta de interconectare a Sistemului Național de Transport gaze din România cu Sistemul de Transport gaze din R. Moldova, faza II, pe direcția Iași - Ungheni – Chișinău”, cu respectarea intereselor VMTG.
Valoarea contractului	Valoarea contractului a fost calculată conform Art. 2.1. și Art. 2.3. din Contract, respectiv 104.470 euro: „2.1. În schimbul oferirii Asistenței, Beneficiarul se obligă să plătească Prestatorului facturile aferente îndeplinirii obiectivelor contractuale conform ofertei transmise de Prestator. 2.3. La Prețul contractului se pot adăuga cheltuieli diverse și neprevăzute în valoare de 10%, pentru servicii aferente obiectului contractului.”

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 547L/18.03.2020 pentru luna aprilie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	1.902.753,59 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 589L/18.03.2020 pentru luna aprilie 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	1.944.211,29 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 188T/12.05.2020 pentru trimestrul III 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.480.816,80 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)

6.1 Activitatea piața de capital

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, prin utilizarea eficientă a instrumentelor manageriale și execuția cu responsabilitate a măsurilor angajate față de acționari, investitori, mediul de afaceri și comunitate, a reușit să performeze și pe piața de capital, ocupând la sfârșitul semestrului I 2020 **locul 8 în Top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București**, în funcție de valoarea tranzacționată. De asemenea, în luna iunie 2020 Transgaz s-a situat pe **locul 9 în Top 15 companii listate, în funcție de capitalizarea bursieră**.

Acțiunea TGN este o acțiune de portofoliu atractivă, datorită obiectului de activitate al companiei, statutului de monopol deținut de Transgaz în transportul gazelor naturale, poziției companiei pe piața energetică națională și internațională, profilului financiar robust și capacității societății de a genera performanțe, veniturilor stabile și predictibile, politicii de dividende atractive.

Pentru anul financiar 2019 a fost aprobat în ședința AGOA din data de 27 aprilie 2020 un **dividend brut pe acțiune în valoare de 15,47 lei**, determinat în baza prevederilor O.G. nr. 64 din 30 august 2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome în condițiile aplicării cotei de 50,02608% la repartizarea profitului sub formă de dividende.

Acțiunea TGN

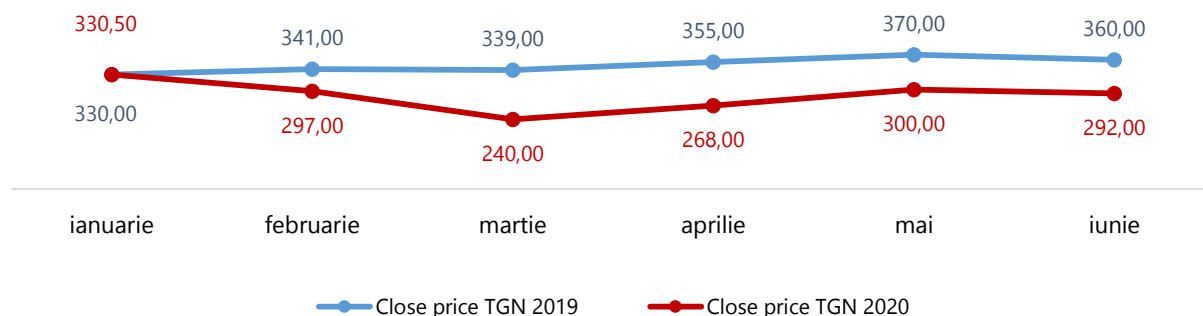
În primul semestru al anului 2020, pe fondul pandemiei provocată de apariția virusului SARS Cov-2, prețul de închidere al acțiunii TGN a urmat un trend descendent, cu un maxim al perioadei de 357,50 lei/acțiune, înregistrat în prima zi de tranzacționare din anul 2020.

În ultima zi de tranzacționare a lunii ianuarie 2020 prețul de închidere al acțiunii TGN a fost de 330,50 lei/acțiune, cu 0,15% mai mult decât la sfârșitul lunii ianuarie 2019. Apoi, în cursul lunilor februarie și martie prețul de închidere al acțiunii TGN a urmat un trend descendent, cu valori sub

cele ale anului 2019, înregistrând la sfârșitul lunii februarie valoarea de 297,00 lei/acțiune, iar la data de 31.03.2020 valoarea de 240,00 lei/acțiune, cu 29% mai puțin față de perioada similară a anului precedent.

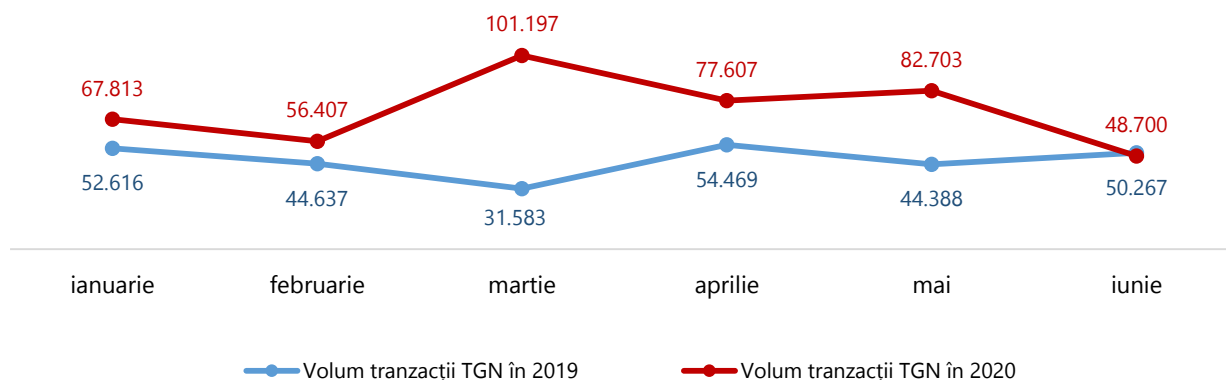
Ulterior, pe parcursul lunilor aprilie și mai, pe fondul așteptării investitorilor privind aprobarea de către AGA a valorii dividendului aferent anului financiar 2019, prețul de închidere al acțiunii TGN a înregistrat un trend ascendent, însă cu valori inferioare celor din 2019.

În luna iunie, după data de înregistrare pentru plata dividendelor aferente anului financiar 2019 de 26 iunie 2020, pe fondul ex-datei de dividend, acțiunea TGN a înregistrat o scădere comparativ cu lunile anterioare, atingând prețul de 292,00 lei/acțiune.

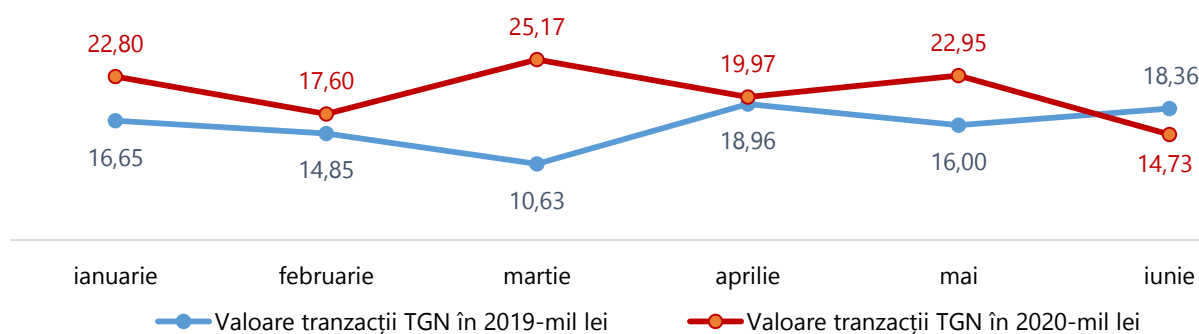


Grafic 37- Prețul de închidere TGN în sem I 2020 vs. sem I 2019

Valorile tranzacțiilor și volumele tranzacționate în perioada încheiată la 30 iunie 2020 au înregistrat în principal valori superioare comparativ cu primul semestru al anului 2019, respectiv volumele tranzacționate au crescut în medie cu aproximativ 56% iar valorile tranzacțiilor cu 29%, atingând în data de 20.05.2020 maximele perioadei, cu un volum de 20.140 acțiuni tranzacționate și o valoare de 5.538 mii lei.

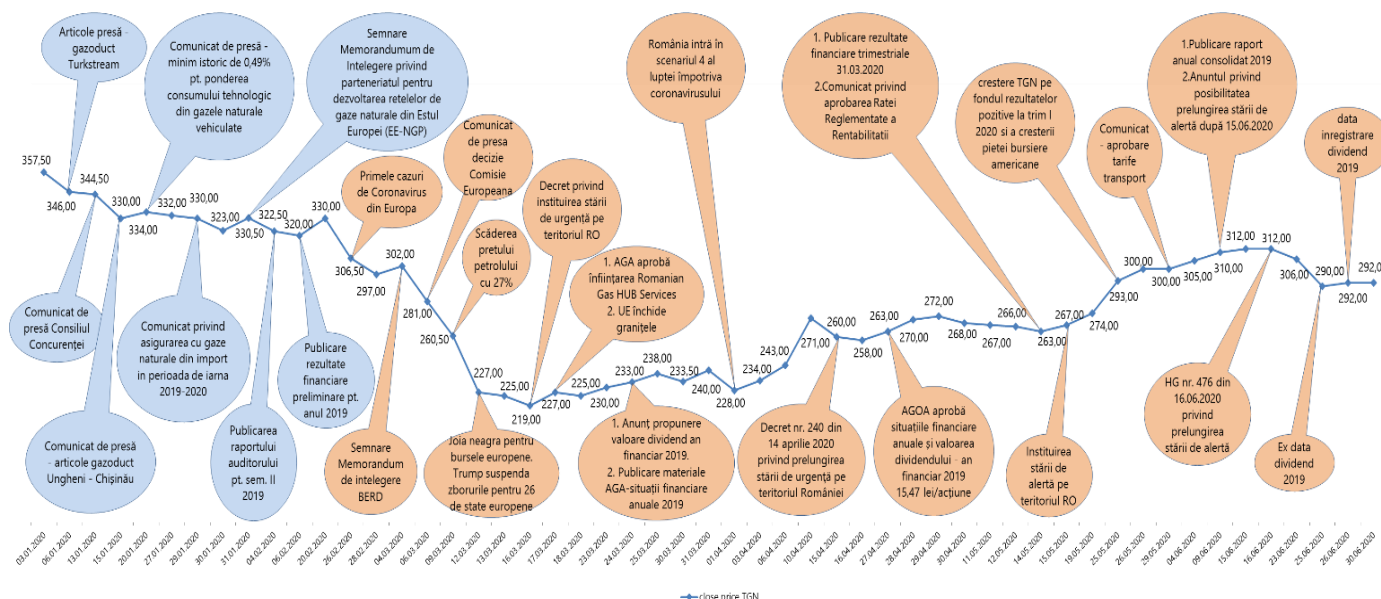


Grafic 38- Volum tranzacții TGN sem I 2020 vs. sem I 2019



Grafic 39- Valoare tranzacții TGN – mil lei. în sem I .2020 vs. sem I 2019

Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în semestrul I 2020



Indicatorii bursieri: P/BV, EPS, PER, DIVY

Data	P/BV	PER*	DIVY	EPS
30.06.2020	0,91	9,87	5,30	29,58
30.06.2019	1,14	8,55	6,02	42,10

*valori raportate la data de 31 decembrie 2019, respectiv 31 decembrie 2018

În perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020, **indicatorul bursier P/BV** (raportul prețului pe valoarea contabilă a unei acțiuni) a înregistrat o ușoară scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2019.

Totodată, **indicatorul PER** (prețul acțiunii/profitul pe acțiune) a înregistrat o creștere datorată prețului mai mare al acțiunii TGN la 31.12.2019, de 360,00 lei/acțiune, comparativ cu prețul înregistrat la 31.12.2018, de 316,00 lei/acțiune.

Scăderea **randamentului dividendelor (DIVY)**, comparativ cu valoarea înregistrată la 30.06.2019, este datorată valorii mai mici a dividendului aferent anului financiar 2019, respectiv 15,47 lei/acțiune (conf. AGOA nr. 4 din 27 aprilie 2020) față de 21,66 lei/acțiune (conf. AGOA din data de 06.06.2019) dividend brut.

De asemenea, din datele prezentate se poate observa că **EPS (profitul pe acțiune)** a înregistrat în semestrul I 2020 o scădere față de aceeași perioadă a anului 2019, înregistrând valoarea de 29,58.

Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu cei ai companiilor similare din Europa, la sfârșitul semestrului I 2020, este următoarea:

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	12,60	1,70	9,70
SNAM SpA	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 la data de 14.07.2020

Tabel 39-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa

Capitalizarea bursieră

Capitalizarea bursieră a companiei la data 30.06.2020 a fost de 3,44 miliarde lei (~710 mil. euro), respectiv cu 801 milioane lei (~ 185 milioane euro) sub nivelul înregistrat la 28.06.2019.

Monedă	Anul 2020		Anul 2019	
	03.01.2020	30.06.2020	03.01.2019	28.06.2019
LEI	4.209.149.230	3.437.962.448	3.696.987.016	4.238.583.840
EURO	880.777.842	709.985.430	792.392.622	895.141.357
Curs Euro/BNR	4,7789	4,8423	4,6656	4,7351

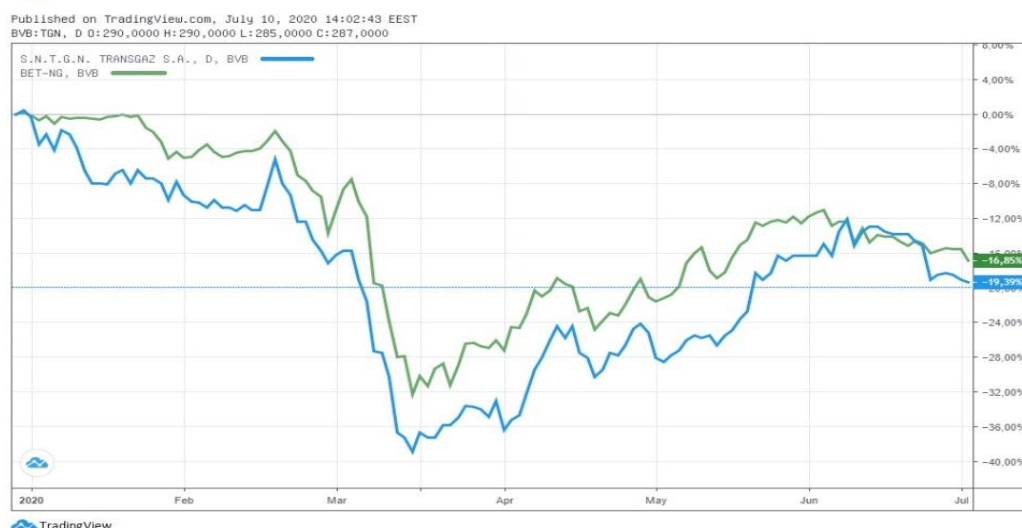


Grafic 40 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 30.06.2020 vs. 28.06.2019

Ponderea TGN în compoziția indicilor bursieri (BET, BET-NG, BET-XT, BET-BK, ROTX)

DENUMIRE INDICE BURSIER	Pondere TGN 30.06.2020	Poziție ocupată în componența indicelui
BET (indice de referință al BVB, reprezintă cele mai lichide 10 companii listate la BVB)	4,98%	6
ROTX (indice de preț ponderat cu capitalizarea free floatului și reflectă în timp real mișcarea acțiunilor "blue chip" tranzacționate la BVB)	5,78%	6
BET-NG (indice sectorial / energie – utilități)	13,69%	3
BET-XT (indice blue-chip, reflectă evoluția prețurilor celor mai lichide 25 companii tranzacționate)	4,60%	6
BET-BK (indice de tip benchmark, calculat ca un indice de preț ponderat cu capitalizarea free-floatului celor mai tranzacționate societăți listate pe piața reglementată BVB)	4,52%	14

Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK pe parcursul semestrului I 2020



Grafic 41 -Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în semestrul I 2020

După cum se poate observa, pe întreaga perioadă de 6 luni încheiată la 30.06.2020, acțiunea TGN a avut o evoluție similară cu cea a principalilor indici bursieri BET, BET-NG și BET-BK, dar cu valori inferioare acestora.

6.2 Politica cu privire la dividend

În anul 2020, propunerea pentru determinarea valorii dividendelor aferente anului financiar 2019 s-a determinat în baza prevederilor *O.G. nr. 64 din 30 august 2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome* în condițiile aplicării cotei de 50,02608% la repartizarea profitului sub formă de dividende.

Astfel, în conformitate cu prevederile Hotărârii nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 27.04.2020, Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA efectuează plata dividendelor aferente exercițiului financiar 2019 prin intermediul Depozitarului Central SA și Banca Transilvania, agentul de plată desemnat, începând cu data de 17 iulie 2020 (data plății), pentru acționarii înregistrați la data de înregistrare 26 iunie 2020, **valoarea dividendului brut/acțiune fiind de 15,47 lei.**

La sfârșitul semestrului încheiat la 30.06.2020 societatea a plătit acționarilor dividendele nete aferente anului financiar 2018 în valoare de 250.498.421,87 lei.

Revizuirea ratingului Transgaz

Începând cu anul 2006 și până în martie 2019, S&P Global Ratings a acordat și monitorizat ratingul Transgaz. Obținerea acestuia de către companie a fost un pas necesar în abordarea unei politici de deschidere spre piețele de capital internaționale, în perspectiva atragerii unor surse de finanțare cât mai avantajoase și oferind totodată un instrument valoros investitorilor în procesul de listare la bursă IPO cât și SPO.

În acest sens, în data de 20 iunie 2018, S&P Global Ratings a publicat ultimul raport privind revizuirea perspectivei operatorului Sistemului Național de Transport gaze naturale SNTGN Transgaz SA, de la stabil la negativ și în același timp, a afirmat ratingul de credit al companiei la BB +.

Urmare a analizei interne și respectând toate prevederile legale în ceea ce privește achiziția serviciilor de rating, în data de 28.03.2019, compania a încheiat cu agenția Fitch un contract pentru acordarea unui rating privat într-un anumit moment (PPIT). Astfel, urmare a evaluării, la data de 28 iunie 2019, agenția a atribuit Transgaz, ratingul privat acordat într-un anumit moment 'BBB-' cu Perspectivă Stabilă, iar în data de 10 iulie 2019, urmare a încheierii unui contract de publicare și supraveghere a ratingului obținut, Agenția Internațională de Rating Fitch a făcut public la solicitarea Transgaz, ratingul acordat companiei, respectiv 'BBB-' cu Perspectivă Stabilă, în data de 17.07.2019.

Începând cu data de 8 iulie 2020, Agenția de Rating Fitch a confirmat ratingul acordat companiei, respectiv 'BBB-' cu Perspectivă Stabilă, rating care reflectă "profilul solid al activității Transgaz în calitate de concesionar și operator al rețelei de transport gaze naturale din România, precum și preconizarea unei contracții progresive a activității internaționale de tranzit al gazelor care derivă din traseele tradiționale. Ratingul este susținut de reglementările privind transportul gazelor din țară și așteptările noastre că o investiție actuală semnificativă în coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria

(BRUA) va fi adăugată la baza de active reglementată a Transgaz (RAB) care stă la baza unor câștiguri viitoare", conform raportului agenției.

Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **SC MEBIS SA Bistrita**, cu sediul în Bistrița, (J06/150/1991) în care Transgaz deține 17,47% din capitalul social, având ca obiect de activitate realizarea de structuri metalice și ansamble sudate complexe, ansamble și produse hidraulice, se află în procedură de lichidare, motiv pentru care participația în SC MEBIS SA a fost provizionată în întregime; Transgaz nu are nici un fel de obligații față de SC MEBIS SA;
- **SC "Resial"SA** cu sediul în Alba Iulia (J01/77/1991) în care Transgaz deține 68,16% din capitalul social, având ca obiect de activitate fabricarea și comercializarea produselor refractare silico aluminoase, a intrat în procedură de lichidare în anul 2006; procedura este desfășurată de un executor judecătoresc numit de instanța de judecată și este în afara controlului Transgaz, motiv pentru care, participația nu este consolidată și este înregistrată la cost mai puțin provizionul pentru depreciere constituit la 100% din cost; împrumutul acordat la SC RESIAL SA este provizionat în întregime; conducerea nu se așteaptă ca Transgaz să recupereze vreo sumă din această participație și nu înregistrează nici un fel de obligații reziduale pentru SC RESIAL SA;
- **SC EUROTRANSGAZ SRL** cu sediul în Chișinău, Republica Moldova în care Transgaz deține 100% din capitalul social, având ca obiectiv producerea, transportul, distribuția, stocarea și furnizarea gazelor naturale, transporturi prin conducte, depozitări, precum și activități de consultanță pentru afaceri și management (înființarea acestei filiale a fost aprobată prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017); filiala a achiziționat în anul 2018 Întreprinderea de Stat Vestmoldtransgaz care operează conducta Iași-Ungheni pe teritoriul Moldovei.

7.MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII

7.1 OBIECTIVE STRATEGICE PRIVIND ADMINISTRAREA SNTGN TRANSGAZ SA ÎN PERIOADA 2017-2021

Urmărind atingerea deplină a dezideratelor propuse și îndeplinirea obiectivelor strategice privind eficacitatea operațională, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății, respectând principiile bunei guvernante corporative, **Consiliul de Administrație al companiei dorește să continue cu aceeași responsabilitate, eficiență, transparență și profesionalism față de toate părțile interesate, drumul deschis în mandatul 2013-2017 pentru construcția și dezvoltarea unui viitor solid și performant al sectorului energetic românesc.**

Astfel că, obiectivele strategice stabilite în mandatul 2013-2017, în contextul alinierii la cerințele politicii energetice europene, **SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE ENERGETICĂ, COMPETITIVITATE și DEZVOLTARE DURABILĂ** sunt preluate în Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pentru perioada 2017-2021 și completate cu obiective și direcții de acțiune noi specifice activității societății.

Structurate în funcție de cele patru perspective ale Balance Score Card (BSC), **direcțiile de acțiune prevăzute în Componenta de administrare a Planului de Administrare al SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021 vizează:**

Perspectiva părților interesate
OBIECTIV STRATEGIC 1: Continuitatea activității și asigurării siguranței și securității energetice
Direcții de acțiune
- Creșterea nivelului de securitate a SNT și de asigurare a aprovizionării cu gaze naturale - Piețe de energie competitive - prin crearea condițiilor tehnice necesare pentru dezvoltarea pieței de gaze naturale - Modernizarea Sistemului de Guvernanță Corporativă
Perspectiva internă/proceselor
OBIECTIV STRATEGIC 2: Creșterea gradului de COMPETITIVITATE a societății
Direcții de acțiune
- Dezvoltarea și modernizarea tuturor proceselor operaționale - Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător
Perspectiva dezvoltării/personal
OBIECTIV STRATEGIC 3: Creșterea gradului de DEZVOLTARE DURABILĂ a societății prin creșterea capitalului uman, informațional, organizațional și alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității
Direcții de acțiune
- Optimizarea proceselor de management al resurselor umane - Alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității
Perspectiva financiară
OBIECTIV STRATEGIC 4: Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale
Direcții de acțiune
Asigurarea performanței financiare, economice și sociale sustenabile

Eforturile managementului executiv sunt întreprinse spre realizarea obiectivelor strategice ale societății, prin operaționalizare măsurilor stabilite în Componenta de management.

7.2 Managementul executiv

Membrii conducerii executive au încheiate contracte individuale de muncă pe perioade nedeterminate. Personalul de conducere și execuție din cadrul Transgaz este numit, angajat și concediat de directorul general.

Conform informațiilor deținute nu există vreun acord, înțelegere sau legătură de familie între persoanele menționate și o altă persoană datorită căreia acestea au fost numite ca membri ai conducerii executive.

Membrii conducerii executive a companiei care dețin acțiuni Transgaz sunt prezentați mai jos:

Nume și prenume	Funcția	Număr acțiuni la 30.06.2020	Cota de participare (%)
Lața Ilie	Director	46	0,000390
Tătaru Ion	Director	25	0,000212
Lupean Marius	Director	20	0,000169
Șai Alexandru	Director	10	0,000084
Comaniță Adela	Director	7	0,000059
Niță Viorel	Director	5	0,000042

Tabel 40- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 30.06.2020

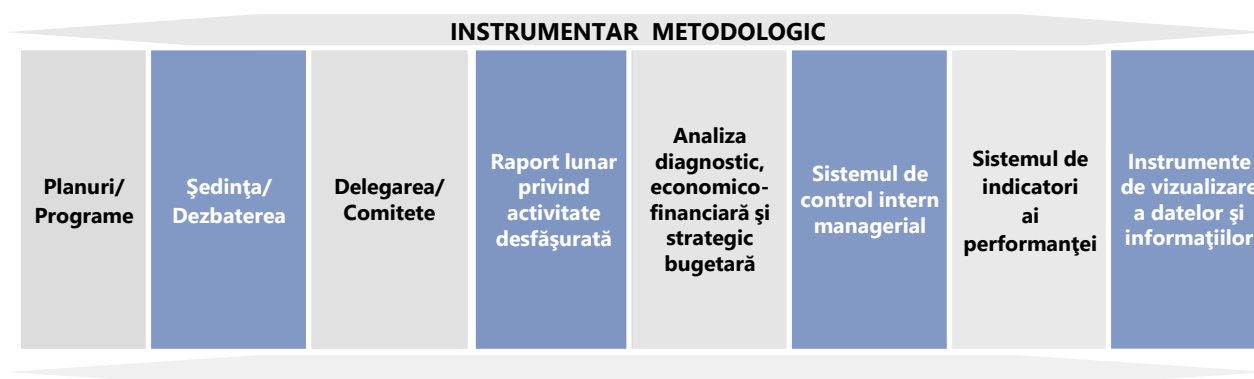
Conducerea executivă a societății la 30.06.2020:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1.	Sterian Ion	Director General	SNTGN Transgaz SA
2.	Târsac Grigore	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
3.	Leahu Mihai Leontin	Director General Adjunct – cu delegare	SNTGN Transgaz SA
4.	Iuga Alexandru	Director General Adjunct – cu delegare	SNTGN Transgaz SA
5.	Lupean Marius Vasile	Director Economic	Departament Economic
6.	Ghidiu Elisabeta	Director	Departament Strategie si Management Corporativ
7.	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
8.	Stroia Gheorghe Marius	Director	Departament Operare
9.	Cosma Emil Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
10.	Beldiman Ion	Director	Departament Management Energetic, Automatizări și SCADA
11.	Luca Bogdan Avram	Director	Departamentul Achiziții Sectoriale și Contractări
12.	Mateș Angela Aneta	Director	Departament Organizare, Resurse Umane
13.	Sârbu Ionel	Director	Departamentul Reglementări și Formalități Terenuri
14.	Sasu Elena	Director	Direcția Buget, Finanțe
15.	Comăniță Adela Marinela	Director	Direcția Contabilitate
16.	Niculaie-Faranga Dan	Director	Direcția Finanțări, Suport Reprezentante și Proiecte Speciale
17.	Niculescu Oana Cristina	Director	Direcția Strategie Bugetara
18.	Mihai Cornel	Director	Direcția Activități Corporative și Reprezentare
19.	Mocanu Daniela Meri	Director	Direcția Fonduri Europene
20.	Oniga Ciprian	Director	Direcția Proiecte Speciale și Suport Tehnic cu delegare director Departament Proiectare Cercetare
21.	Banu Larisa	Director	Direcția Operare PVT
22.	Bunea Florin	Director	Dispeceratul National de Gaze Naturale

23.	Rău Ioan	Director	Direcția Comercială
24.	Șai Ioan Alexandru	Director	Direcția Măsurare Calitate Gaze Naturale
25.	Dragoman Irina Georgiana	Director	Direcția Reglementări Gaze Naturale
26.	Barbu Viorel	Director	Direcția Reabilitare SNT
27.	Petrescu Monica Alexandra	Director	Direcția Achiziții Proiecte Speciale
28.	Grajdan Vasilica	Director	Direcția Organizare și Planificare Resurse Umane
29.	Ene Alin	Director	Direcția Inspecție Generală
30.	Drăghici Aurelian	Director	Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte
31.	Achim Viorel Ciprian	Director	Direcția Mediu, Protecție și Securitate
32.	Lupu Emil	Director	Direcția Arheologică
33.	Iancu Cristina Daniela	Director adjunct cu delegare atribuții director	Direcția Juridică
34.	Vlahbei Andra Ioana	Director adjunct	Direcția Reglementări Gaze Naturale
35.	Lața Ilie	Director sucursală	Sucursala Mediaș
36.	Velicea Angela	Director economic	Sucursala Mediaș
37.	Gurgu Victorel	Director exploatare / Director cu delegare atribuții Manager proiect UMP	Exploatarea Teritorială București
38.	Alexandru Ionel	Director	Exploatarea Teritorială Arad
39.	Cristolovean Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Brașov
40.	Schimdt-Hăineală Eduard-Cristian	Director	Exploatarea Teritorială Bacău
41.	Dumitru Nicușor	Șef serviciu cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Brăila
42.	Niță Viorel	Director	Exploatarea Teritorială Craiova
43.	Călborean Ioan Eugen	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Cluj
44.	Andrei Romeo	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Constanța
45.	Oancea Paul	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Mediaș

Tabel 41-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA

În vederea optimizării activității managementul companiei va acționa în continuare cu maximă responsabilitate și va utiliza în mod eficient metode și tehnici de management modern, adecvate pentru optimizarea tuturor proceselor și activităților desfășurate de societate, astfel cum acestea sunt prezentate:



LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv - Președinte al Consiliului de Administrație

ION STERIAN – Administrator executiv - Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv

MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv

LISTĂ TABELE

Tabel 1-Structura Acționariatului la 26.06.2020.....	6
Tabel 2 – Indicatori standard de performanță Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	8
Tabel 3- Evoluția indicatorilor de performanță în Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	9
Tabel 4- Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	11
Tabel 5- Indicatorul cheie de performanță financiară pentru calculul componentei variabile a remunerației.....	12
Tabel 6 -Indicatori cheie de performanță nefinanciară pentru calculul componentei variabile a remunerației în semestrul I 2020.....	16
Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani –sem.I 2020.....	69
Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 30.06.2020.....	84
Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 30.06.2020, din perspectiva duratei de funcționare.....	85
Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului de gaze în SNT.....	89
Tabel 11-Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum de gaze în SNT realizate vs. programate în sem.I 2020.....	89
Tabel 12- Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în perioada 01.01-30.06.2020.....	99
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în Sem. I 2020.....	100
Tabel 14- Situația poziției financiare a societății în Semestrul I 2020.....	102
Tabel 15-Situația contului de profit și pierdere Sem.I 2020 vs. Sem.I 2019.....	106
Tabel 16– Veniturile activității de exploatare- Realizări Sem. I 2020 vs. Realizări Sem. I 2019.....	106
Tabel 17– Cheltuielile activității de exploatare realizate Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	107
Tabel 18 - Situația fluxurilor de trezorerie – sem.I 2020 vs sem.I 2019.....	108
Tabel 19– Evoluția veniturilor din transportul intern și internațional al gazelor naturale Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	109
Tabel 20– Rezultatele financiare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	110
Tabel 21 - Rezultate financiare 6 luni 2020 vs. Buget 6 luni 2020.....	113
Tabel 22 – Realizări Sem. I 2020 vs. realizări Sem. I 2019 și Realizări Sem. I 2020 vs. BVC (%).....	114
Tabel 23 – Realizări 6 luni 2020 vs. Plan de administrare 2020.....	115
Tabel 24 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 30 iunie 2020.....	120
Tabel 25– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2017–2021.....	121
Tabel 26– Valoarea indicatorilor cheie de performanță financiară pentru calculul componentei variabile a remunerației la 30 iunie 2020.....	122
Tabel 27 - Gradul de realizare a monitorizării surselor de poluare în Semestrul I 2020.....	128
Tabel 28 - Evoluția numărului de angajați în Sem.I 2020.....	130
Tabel 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	130
Tabel 30 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în Sem. I 2020.....	131
Tabel 31 - Total lucrări cronometrate-Sem. I 2020.....	131
Tabel 32- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în Sem. I 2020.....	134
Tabel 33- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății-Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	134
Tabel 34- Situația numărului de personal care au participat la cursuri de calificare/perfecționare.....	134
Tabel 35– Situația bugetului de sponsorizare 2020 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2020.....	136
Tabel 36- Componente ale controlului intern/managerial conform OSGG 600/2018.....	143
Tabel 37-Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în Sem. I 2020.....	154
Tabel 38 - Indicatori cheie de performanță nefinanciară pentru calculul componentei variabile a remunerației în semestrul I 2020.....	159
Tabel 39-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa.....	169
Tabel 40- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 30.06.2020.....	174
Tabel 41-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA.....	175

LISTĂ GRAFICE

Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 26.06.2020.....	6
Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 26.06.2020.....	6
Grafic 3 -Cifra de afaceri Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mil lei) Grafic 4-Profitul net Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mil lei).....	9
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mil. lei).....	10
Grafic 6- Evoluția principalilor indicatori economico-financiară Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mii lei).....	10
Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (mii lei).....	10
Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	11
Grafic 9- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în semestrul I 2020.....	88
Grafic 10-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul de gaze în SNT.....	89
Grafic 11-Evoluția ponderii consumului de gaze în SNT în total gaze vehiculate Sem.I 2020 vs.Sem.I 2019.....	89

Grafic 12-Nivelul consumului de gaze în SNT total realizat în Sem.I 2020 vs. programat Sem.I 2020	89
Grafic 13 - Stadiul PMDI 2020 - Ianuarie 2020.....	90
Grafic 14 - Stadiul PMDI 2020 - Iunie 2020	91
Grafic 15-PRRASM 2020-Reparații și Reabilitare SNT-ianuarie 2020.....	93
Grafic 16-PRRASM 2020-Reparații și Reabilitare SNT-Iunie 2020.....	94
Grafic 17-PRRASM 2020-Servicii de asigurare a mentenanței SNT – ianuarie 2020	95
Grafic 18 -PRRASM 2020-Servicii de asigurare a mentenanței SNT- Semestrul I 2020	96
Grafic 19-Situația procedurilor de achiziții la 30.06.2020.....	98
Grafic 20-Situația achizițiilor directe la 30.06.2020	99
Grafic 21-Situația procedurilor PAAS pentru Moldova la 30.06.2020	101
Grafic 22-Situația procedurilor PAAS pentru BRUA la 30.06.2020	101
Grafic 23 -Structura veniturilor din exploatare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019.....	109
Grafic 24-Pondere activităților în totalul veniturilor din exploatare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019	109
Grafic 25 - Rezultate financiare Sem. I 2020 vs. Sem I 2019 (mii lei).....	110
Grafic 26- Rezultate financiare Sem. I 2020 vs. Sem. I 2019 (%).....	110
Grafic 27- Realizări Sem. I 2020 vs. realizări Sem. I 2019 și realizări Sem. I 2020 vs. BVC 2020	115
Grafic 28 - Ponderea consumului de gaze în SNT în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-sem.I 2020.....	129
Grafic 29-Evoluția numărului de angajați Sem.I 2020 vs. Sem.I 2019	130
Grafic 30- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2020.....	131
Grafic 31- Bugetul de sponsorizare 2019 și sumele acordate în semestrul I 2020	137
Grafic 32-Pondere știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în Sem. I 2020	154
Grafic 33-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2020	154
Grafic 34-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2020	155
Grafic 35-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2020.....	155
Grafic 36-Pondere știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2020	155
Grafic 37- Prețul de închidere TGN în sem I 2020 vs. sem I 2019	167
Grafic 38- Volum tranzacții TGN sem I 2020 vs. sem I 2019.....	167
Grafic 39- Valoare tranzacții TGN – mil lei. în sem I .2020 vs. sem I 2019.....	167
Grafic 40 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 30.06.2020 vs. 28.06.2019.....	169
Grafic 41 -Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în semestrul I 2020	170

LISTĂ FIGURI

Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT	18
Figura 2- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze	19
Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1	20
Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2	29
Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră-Podișor.....	31
Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT.....	34
Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României.....	39
Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3.....	43
Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră.....	45
Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaş-Mokrin	47
Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	50
Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România	53
Figura 13- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale	54
Figura 14- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării	57
Figura 15- Eastring.....	58
Figura 16 - Modernizare SMG Isaccea 2 și SMG Negru Voda 2 pt. realizarea curgerii bidirecționale pe conducta T2.64	64
Figura 17- Modernizare SMG Isaccea 3 și Negru Voda 3 în vederea realizării curgerii bidirecționale pe conducta T366	66
Figura 18 - Interconectarea SNT la Terminal GNL amplasat la malul Mării Negre	68
Figura 19-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale	85
Figura 20-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT.....	87
Figura 21 -Indicatori de performanță.....	120
Figura 22 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA.....	142
Figura 23- Evoluția gradului de conformitate a SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA în perioada 2013-2019.....	147
Figura 24-Evoluția gradului mediu de implementare a standardelor sistemului de control intern/managerial, la nivelul societății, perioada 2017-2019.....	147
Figura 25- Profilul de risc comparativ anii 2017, 2018, 2019.....	153

**SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE
„TRANSGAZ” S.A.**

**SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE PENTRU PERIOADA DE ȘASE LUNI
ÎNCHEIATĂ LA 30 Iunie 2020**

**ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU
STANDARDELE INTERNAȚIONALE DE RAPORTARE FINANCIARĂ
ADOPTATE DE UNIUNEA EUROPEANĂ**

SITUAȚII FINANCIARE INTERIMARE

CUPRINS

PAGINA

Situația interimară a poziției financiare	1 - 2
Situația interimară a rezultatului global	3
Situația interimară a modificărilor capitalurilor proprii	4
Situația interimară a fluxurilor de trezorerie	5
Note la situațiile financiare interimare	6 - 72

SITUAȚIA INTERIMARĂ A POZIȚIEI FINANCIARE
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
ACTIV			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	7	459.781.809	476.405.816
Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing	9	8.425.889	9.359.179
Imobilizări necorporale	9	3.537.272.492	3.058.556.071
Imobilizări financiare	10	279.956.798	215.886.809
Creanțe comerciale și alte creanțe	12	<u>928.747.581</u>	<u>723.921.414</u>
		5.214.184.569	4.484.129.289
Active circulante			
Stocuri	0	402.031.412	488.033.645
Creanțe comerciale și alte creanțe	12	257.036.947	485.867.200
Numerar și echivalent de numerar	13	<u>375.617.789</u>	<u>311.138.161</u>
		1.034.686.148	1.285.039.006
Total activ		6.248.870.717	5.769.168.295
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII			
Capitaluri proprii			
Capital social	14	117.738.440	117.738.440
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	14	441.418.396	441.418.396
Primă de emisiune	14	247.478.865	247.478.865
Alte rezerve	15	1.265.796.861	1.265.796.861
Rezultatul reportat	15	<u>1.758.534.577</u>	<u>1.709.507.825</u>
		3.830.967.139	3.781.940.387
Datorii pe termen lung			
Imprumuturi pe termen lung	16	917.020.500	661.062.420
Provizion pentru beneficiile angajaților	21	119.858.608	119.858.608
Venituri înregistrate în avans	17	616.493.375	647.728.922
Impozit amânat de plată	18	8.904.411	7.860.382
Datorii comerciale și alte datorii	19	<u>18.193.576</u>	<u>53.278.838</u>
		1.680.470.470	1.489.789.170

Notele alăturate de la 1 la 33 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

SITUAȚIA INTERIMARĂ A POZIȚIEI FINANCIARE
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	19	635.366.783	420.478.016
Provizion pentru riscuri și cheltuieli	20	59.559.267	72.239.710
Impozit curent de plată	18	9.506.126	-
Împrumuturi pe termen Scurt	16	31.147.500	2.867.580
Provizion pentru beneficiile angajaților	21	<u>1.853.432</u>	<u>1.853.432</u>
		<u>737.433.108</u>	<u>497.438.738</u>
Total datorii		<u>2.417.903.578</u>	<u>1.987.227.908</u>
Total capitaluri proprii și datorii		6.248.870.717	5.769.168.295

Avizate și semnate în numele Consiliului de Administrație la data de 24 august 2020 de către:

Președinte Consiliul de Administrație
Lăpușan Remus Gabriel

Director General
Sterian Ion

Director Economic
Lupean Marius

SITUAȚIA INTERIMARĂ A REZULTATULUI GLOBAL
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020</u>	<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019</u>
Venituri din activitatea de transport intern		677.824.044	582.316.721
Venituri din activitatea de transport internațional		59.230.535	170.430.670
Alte venituri	22	<u>21.974.228</u>	<u>22.246.415</u>
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		759.028.807	774.993.806
Amortizare	7, 9	(104.878.483)	(96.778.441)
Cheltuieli cu angajații	24	(206.906.487)	(189.003.199)
Consum gaze SNT, materiale și consumabile utilizate		(49.996.223)	(58.981.417)
Cheltuieli cu redevențe		(73.705.459)	(75.274.740)
Întreținere și transport		(9.281.919)	(10.777.080)
Impozite și alte sume datorate statului		(31.994.244)	(48.025.960)
Venituri/ (Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli		7.862.726	7.995.886
Alte cheltuieli de exploatare	23	<u>(48.171.536)</u>	<u>(89.187.900)</u>
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		241.957.182	214.960.955
Venituri din activitatea de echilibrare		111.952.520	183.208.419
Cheltuieli cu gazele de echilibrare		(111.952.520)	(183.208.419)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	32	673.000.461	297.898.108
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	32	<u>(673.000.461)</u>	<u>(297.898.108)</u>
Profit din exploatare		241.957.182	214.960.955
Venituri financiare	25	42.416.622	33.198.723
Cheltuieli financiare	25	<u>(7.228.040)</u>	<u>(16.433.308)</u>
Venituri financiare, net		<u>35.188.582</u>	<u>16.765.415</u>
Profit înainte de impozitare		277.145.764	231.726.370
Cheltuiala cu impozitul pe profit	18	<u>(45.977.646)</u>	<u>(36.225.436)</u>
Profit net aferent perioadei		<u>231.168.118</u>	<u>195.500.934</u>
Rezultatul pe acțiune, de bază și diluat (exprimat în lei pe acțiune)	28	19,63	16,6
Rezultatul global total aferent perioadei		<u>231.168.118</u>	<u>195.500.934</u>

Președinte Consiliul de Administrație
Lăpușan Remus Gabriel

Director General
Sterian Ion

Director Economic
Lupean Marius

Notele alăturate de la 1 la 33 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

SITUAȚIA INTERIMARĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>Capital social</u>	<u>Ajustări ale capitalului social</u>	<u>Primă de emisiune</u>	<u>Alte rezerve</u>	<u>Rezultatul reportat</u>	<u>Total capitaluri proprii</u>
Sold la 1 ianuarie 2019		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.640.298.503</u>	<u>3.712.731.065</u>
Profit net aferent perioadei, raportat		-	-	-	-	195.500.934	195.500.934
<i>Tranzacții cu acționarii:</i>							
Dividende aferente anului 2018	15	-	-	-	-	(255.021.461)	(255.021.461)
Sold la 30 iunie 2019		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.580.777.976</u>	<u>3.653.210.538</u>
Profit net aferent perioadei		-	-	-	-	152.758.082	152.758.082
Câștigul/pierdere actuarială aferentă perioadei		-	-	-	-	(4.636.774)	(4.636.774)
Pierdere din ajustarea impozitului amânat		-	-	-	-	(19.391.459)	(19.391.459)
Sold la 31 decembrie 2019		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.709.507.825</u>	<u>3.781.940.387</u>
Profit net aferent perioadei		-	-	-	-	231.168.118	231.168.118
<i>Tranzacții cu acționarii:</i>							
Dividende aferente anului 2019		-	-	-	-	(182.141.366)	(182.141.366)
Sold la 30 iunie 2020		<u>117.738.440</u>	<u>441.418.396</u>	<u>247.478.865</u>	<u>1.265.796.861</u>	<u>1.758.534.577</u>	<u>3.830.967.139</u>

Președinte Consiliul de Administrație
Lăpușan Remus Gabriel

Director General
Sterian Ion

Director Economic
Lupean Marius

Notele alăturate de la 1 la 33 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

SITUAȚIA INTERIMARĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Numerar generat din exploatare	26	291.552.317	420.655.620
Dobânzi primite		1.343.071	1.262.839
Impozit pe profit platit		<u>(21.223.666)</u>	<u>-</u>
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare		<u>271.671.722</u>	<u>421.918.459</u>
Flux de trezorerie din activități de investiții			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale		(425.210.176)	(368.757.491)
Investiții financiare/participații		(64.069.989)	(22.645.329)
Incasări din cedarea de imobilizări corporale		214.050	165.335
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile		<u>4.443.956</u>	<u>141.690.840</u>
Numerar net utilizat în activități de investiții		<u>(484.622.159)</u>	<u>(249.546.645)</u>
Flux de trezorerie din activități de finanțare			
Trageri împrumuturi pe termen lung		277.938.000	-
Dividende plătite		<u>(507.935)</u>	<u>(1.703.713)</u>
Numerar net utilizat în activități de finanțare		277.430.065	(1.703.713)
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar		<u>64.479.628</u>	<u>170.668.101</u>
Numerar și echivalent de numerar la început de an	13	<u>311.138.161</u>	<u>708.752.317</u>
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	13	<u>375.617.789</u>	<u>879.420.418</u>

Președinte Consiliul de Administrație
Lăpușan Remus Gabriel

Director General
Sterian Ion

Director Economic
Lupean Marius

Notele alăturate de la 1 la 33 sunt parte integrantă din aceste situații financiare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

1. INFORMAȚII GENERALE

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale – SNTGN Transgaz SA („Societatea”) are ca activitate principală transportul gazelor naturale. De asemenea, Societatea întreține și exploatează sistemul național de transport al gazelor naturale și desfășoară activități de cercetare și proiectare în domeniul transportului de gaze naturale. La 30 iunie 2020, acționarul majoritar al Societății este Statul român, prin Secretariatul General al Guvernului

Societatea a fost înființată în mai 2000, în urma mai multor reorganizări ale sectorului de gaze din România; predecesora sa a făcut parte din fostul monopol național de gaz SNGN Romgaz SA („Societatea predecesoare”) care a fost reorganizată în baza Hotărârii Guvernului 334/2000.

Sectorul de gaze este reglementat de „Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei” – „ANRE”. Principalele responsabilități ale ANRE sunt următoarele:

- emiterea sau retragerea licențelor pentru companiile care operează în sectorul gazelor naturale;
- publicarea contractelor cadru de vânzare, transport, achiziție și distribuție a gazelor naturale;
- stabilirea criteriilor, cerințelor și procedurilor legate de selecția consumatorilor eligibili;
- stabilirea criteriilor de fixare a prețurilor și a metodelor de calcul pentru sectorul de gaze naturale.

Societatea are sediul social în Piața C.I. Motaș nr. 1, Mediaș, România.

Din ianuarie 2008, Societatea este listată la Bursa de Valori București, la categoria întâi a pieții, sub simbolul TGN.

Situațiile financiare interimare la 30 iunie 2020 au fost supuse misiunii de revizie limitată conform Standardului Internațional privind Misiunile de Revizuire 2410.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

2. CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII

România

Continuarea de către autoritățile române a reformelor economice reprezintă o necesitate pentru consolidarea cadrului macrofinanciar intern. Se creează astfel premisele gestionării adecvate a unor eventuale evoluții nefavorabile apărute în cazul în care aversiunea ridicată față de risc ar reveni pe piețele financiare internaționale. Performanțele pozitive înregistrate de economia românească trebuie întărite prin aplicarea unui mix consecvent de politici. În acest context putem observa că:

- (i) Potrivit unui raport al Băncii Mondiale (World Bank ECA Economic Update Spring 2020) creșterea economică a României este proiectată să încetinească la 0,3% în 2020, de la o estimare de 3,8%, înainte de criza COVID-19. Proiecția este făcută sub presupunerea că va veni o creștere graduală în cea de-a doua parte a anului 2020 și va accelera în 2021 la 4,4%. „Totuși, riscul recesiunii în 2020 este substanțial și în creștere pe măsură ce COVID-19 oprește segmente mari ale economiei europene și aduce perturbări lanțurilor de aprovizionare și modelelor comerciale”, se arată în document.

Potrivit datelor prezentate de FMI estimările efectelor crizei economice provocate de pandemia de COVID-19 în România arată îngrijorător. Astfel, în timp ce PIB-ul României a urcat cu 4,1% în anul 2019, Fondul Monetar Internațional estimează o scădere cu 5% a economiei României în acest an din cauza pandemiei de COVID-19, urmată de o creștere de 3,9% în 2021, potrivit raportului „World Economic Outlook” realizat de FMI. În schimb, șomajul va exploda în acest an, potrivit acelorași proiecții, până la 10,1%, față de o rată de 3,9% în 2019. FMI estimează că acest indicator va coborî anul viitor la 6%. Criza economică generată de pandemia de COVID-19 va influența și deficitul de cont curent, care este estimat la 5,5% în 2020, față de 4,7% în 2019. Potrivit raportului FMI, deficitul ar urma să revină anul viitor la 4,7%.

- (ii) În ședința din 5 august 2020 Consiliul de administrație al Băncii Naționale a României a hotărât:
- reducerea ratei dobânzii de politică monetară la nivelul de 1,50 la sută pe an de la 1,75 la sută pe an începând cu data de 6 august;
 - reducerea ratei dobânzii pentru facilitatea de depozit la 1,00 la sută pe an, de la 1,25 la sută pe an și a ratei dobânzii aferente facilității de creditare (Lombard) la 2,00 la sută pe an de la 2,25 la sută pe an;
 - păstrarea nivelurilor actuale ale ratelor rezervelor minime obligatorii pentru pasivele în lei și în valută ale instituțiilor de credit;

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

2. CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII (CONTINUARE)

- continuarea efectuării de operațiuni repo și a cumpărării de titluri de stat în lei de pe piața secundară.
- (iii) Având în vedere Raportul BNR asupra inflației din august 2020 Rata anuală a inflației IPC și-a continuat în trimestrul II 2020 parcursul descendent observat de la începutul acestui an, plasându-se în luna iunie în apropierea punctului central al benzii de variație asociate țintei staționare, respectiv la 2,58 la sută, comparativ cu 3,05 la sută în luna martie. Traectoria dezinflaționistă a fost imprimată în principal de ieftinirea amplă a combustibililor, pe fondul corecției puternice a cotației internaționale a petrolului, indusă de scăderea însemnată a cererii agregate provocată de criza sanitară și, respectiv, de incertitudinile privind traectoria revenirii economiei globale. În același timp, însă, suprapunerea șocurilor pe partea cererii și a ofertei, asociate măsurilor adoptate în scopul aplatizării curbei epidemice, a imprimat o tendință de relativă stabilitate ratei anuale a inflației CORE2 ajustat, aceasta înregistrând 3,7 la sută la finele trimestrului. Sub impactul acestor evoluții, în luna iunie dinamica anuală a IPC s-a plasat cu 0,1 puncte procentuale sub nivelul din cea mai recentă proiecție macroeconomică (Raportul asupra inflației din luna mai 2020). În același timp, pe parcursul trimestrului II, rata medie anuală a inflației IAPC a continuat să se mențină printre cele mai ridicate înregistrate în rândul statelor membre ale UE, recuperând însă parțial din decalajul față de media europeană.
- (iv) Agenția de evaluare internațională Fitch a reconfirmat în data de 08.07.2020, rating-ul "BBB-" cu perspectivă stabilă companiei Transgaz Mediaș (TGN), conform comunicatului remis Bursei de Valori București (BVB). Ratingul confirmat 'BBB-' cu Perspectivă Stabilă „reflectă profilul solid al activității Transgaz în calitate de concesionar și operator al rețelei de transport gaze naturale din România, precum și preconizarea unei diminuări progresive a activității internaționale de tranzit al gazelor care derivă din traseele tradiționale. Ratingul este susținut de reglementările naționale privind transportul gazelor și așteptările noastre că o investiție actuală semnificativă în coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) va fi adăugată la Baza Reglementată a Activelor Transgaz (RAB) care stă la baza unor încasări viitoare”, se arată în raportul agenției.
- (v) Conform unui comunicat publicat pe 5 iunie 2020 agenția americană de evaluare financiară Standard & Poor's a menținut ratingul de țară al României la nivelul BBB-/A-3, precum și perspectiva negativă asupra economiei, potrivit anunțului făcut de instituție. Decizia de rating este importantă pentru că acest rating este unul dintre criteriile luate în calcul de investitorii care vor să intre pe plan local, dar și pentru finanțatorii externi ai României,

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

2. CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII (CONTINUARE)

externi ai României, în timp ce o scădere a ratingului ar fi adus dobânzi mai mari pentru datoria suverană a României.

România rămâne recomandată investitorilor, dar cu prudență determinată de „perspectiva negativă” a notei de investment grade.

La finalul semestrului I 2020 față de finalul anului 2019 leul s-a depreciat față de EURO („EUR”) cu 1,32% (1 EUR= 4,8423 lei la 30 iunie 2020, 1 EUR = 4,7793 lei la 31 decembrie 2019) și cu 1,47% față de dolarul SUA („USD”) (1 USD = 4,3233 lei la 30 iunie 2020, 1 USD = 4,2608 lei la 31 decembrie 2019).

La finalul semestrului I 2019 față de finalul anului 2018 leul s-a depreciat față de EURO („EUR”) cu 1,53% (1 EUR= 4,7351 lei la 30 iunie 2019, 1 EUR = 4,6639 lei la 31 decembrie 2018) și cu 2,09% față de dolarul SUA („USD”) (1 USD = 4,1587 lei la 30 iunie 2019, 1 USD = 4,0736 lei la 31 decembrie 2018).

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE

Principalele politici contabile aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare sunt prezentate în continuare. Aceste politici au fost aplicate în mod consecvent pentru toate exercițiile prezentate, exceptând cazurile în care se specifică contrariul.

3.1 Bazele întocmirii

Situațiile financiare ale Societății au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană („IFRS UE”). Situațiile financiare au fost întocmite în baza convenției costului istoric, cu excepția activelor financiare care sunt măsurate la valoare justă prin contul de profit sau pierdere sau la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global.

Întocmirea situațiilor financiare în conformitate cu IFRS UE necesită utilizarea unor estimări contabile critice. De asemenea, solicită conducerii să folosească raționamentul în procesul de aplicare a politicilor contabile ale Societății. Domeniile care presupun un grad mai mare de raționament sau complexitate, sau domeniile în care ipotezele și estimările sunt semnificative pentru situațiile financiare sunt prezentate în Nota 5.

Reglementări contabile aplicabile începând cu anul 2016

Amendamente la diverse „Îmbunătățiri ale IFRS (ciclul 2014-2016)” care rezultă din proiectul de îmbunătățire a IFRS (IFRS 1, IFRS 12 și IAS 28) cu scopul principal de a elimina inconsecvențele și de a clarifica anumite formulări (Amendamente la IFRS 12 sunt aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017 iar amendamentele la IFRS 1 și IAS 28 sunt aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

(a) Standarde și interpretări care au intrat în vigoare în anul 2017

Următoarele standarde și amendamente ale standardelor existente, emise de Comitetul privind Standardele Internaționale de Contabilitate (International Accounting Standard Board – "IASB") și adoptate de Uniunea Europeană (UE) au intrat în vigoare în anul 2017 :

Amendamente la IAS 12 „Impozitul pe profit”

Recunoașterea activelor cu impozitul amânat pentru pierderile nerealizate (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017);

Amendamentele în Recunoașterea impozitelor amânate pentru activele nerealizate clarifica următoarele aspecte :

- Pierderile nerealizate din instrumentele de datorie măsurate la valoarea justă și la cost în scop fiscal vor da naștere unei diferențe temporale deductibile indiferent dacă posesorul instrumentului de debit se aștepta să recupereze valoarea contabilă a instrumentului de debit prin vânzare sau prin utilizare.
- Valoarea contabilă a unui activ nu limitează estimarea unor profituri impozabile viitoare;
- Estimările privind profiturile impozabile viitoare exclud deducerile de taxe rezultate din anularea diferențelor impozabile temporale
- Entitate estimează un impozit amânat în combinație cu alte impozite amânate. Acolo unde legislația fiscală restricționează utilizarea pierderilor fiscale, o entitate va estima un impozit amânat în combinație cu alte impozite amânate de același tip.

Amendamentele sunt aplicabile pentru perioada începând cu sau după anul 2017. Aplicarea anterioară este permisă;

Amendamente la IAS 7 „Situațiile fluxurilor de trezorerie” – Inițiativa privind cerințele de prezentare (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017);

b) Standarde și interpretări care au intrat în vigoare în anul 2018

La data raportării acestor situații financiare, următoarele standarde, revizuiți și interpretări au intrat în vigoare:

- **IFRS 9 "Instrumente Financiare"** – adoptate de UE pe 22 noiembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018); Inlocuiește IAS 39- Instrumente financiare, recunoaștere și măsurare;

IFRS 9 include cerințe privind instrumentele financiare, referitoare la recunoașterea, clasificarea și evaluarea, pierderile din depreciere, derecunoașterea și contabilitatea de acoperire împotriva riscurilor:

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

- *Clasificarea și evaluarea:* IFRS 9 introduce o nouă abordare privind clasificarea activelor financiare și cuprinde trei categorii principale de active financiare: măsurate la cost amortizat, la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global, la valoare justă prin contul de profit sau pierdere. Clasificarea pe IFRS 9 este determinată de caracteristicile fluxurilor de numerar și de modelul de business în cadrul căruia este deținut un activ. Această abordare unitară bazată pe principii elimină categoriile de clasificare a activelor financiare din IAS 39: deținute până la scadență, credite și avansuri și active financiare disponibile în vederea vânzării. Noul model va determina de asemenea existența unui singur model de depreciere aplicabil tuturor instrumentelor financiare.

Conform IFRS 9, derivatele încorporate în contracte, în care instrumentul gazdă este un instrument financiar în scopul acestui standard, nu sunt separate, ci întregul instrument hibrid este considerat pentru clasificare.

- *Pierderi din depreciere:* IFRS 9 introduce un model nou privind anticiparea pierderilor din depreciere, bazat pe pierderile așteptate, care va impune recunoașterea anticipată a pierderilor din deprecierea creanțelor. Standardul prevede ca entitățile să înregistreze pierderile anticipate din depreciere creanțelor din momentul recunoașterii inițiale a instrumentelor financiare și totodată să recunoască pierderile anticipate din depreciere pe întreaga durată de viață a acestora. Valoarea pierderilor anticipate va fi actualizată pentru fiecare perioadă de raportare astfel încât să reflecte modificările în riscul de credit față de recunoașterea inițială.
- *Depreciere:* se aplica în cazul creanțelor comerciale care nu conțin o componentă de finanțare se evaluează la cost amortizat (condiția este ca activele să fie deținute în cadrul unui model de afacere al cărui obiectiv este de a colecta fluxurile de trezorerie;
- *Contabilitatea de acoperire:* IFRS 9 introduce un model semnificativ îmbunătățit privind contabilitatea de acoperire, ce cuprinde cerințe suplimentare de prezentare a informațiilor privind activitatea de administrare a riscurilor. Noul model reprezintă o revizuire semnificativă a principiilor contabilității de acoperire, care permite alinierea tratamentului contabil cu activitățile de administrare a riscurilor.

IFRS 15 “Venituri din contractele cu clienții” cu amendamentele ulterioare” și amendamente la IFRS 15 “Data efectivă a IFRS 15” – adoptate de UE pe 22 septembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);

IFRS15 stabilește un model unic pentru entități în contabilizarea veniturilor rezultând din contractele cu clienții înlocuind următoarele standarde și interpretări de la data intrării în aplicabilitate:

- IAS 18- Venituri;
- IAS 11- Contracte de construcții
- IFRIC 13- Programe de fidelizare a clienților;

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Standarde și interpretări care vor intra în vigoare /aplicabile din anul 2019 sau la o dată viitoare

- IFRIC 15- Acorduri privind construcția proprietăților imobiliare;
- IFRIC 18- Transferuri de active de la clienți;
- SIC 31- Venituri- Tranzacții barter care presupun servicii de publicitate

Principiul esențial al IFRS 15 este că o entitate recunoaște venituri pentru a ilustra transferul bunurilor sau serviciilor promise către clienți la o valoare care reflectă contraprestația la care entitatea se așteaptă să aibă dreptul în schimbul acelor bunuri sau servicii. O entitate recunoaște venituri în conformitate cu acest principiu esențial prin aplicarea următorilor pași: identificarea contractului; identificarea obligațiilor de executare din contract; determinarea prețului tranzacției; alocarea prețului tranzacției pentru obligațiile de executare din contract; recunoașterea veniturilor atunci când (sau pe măsură ce) îndeplinește o obligație de executare.

Amendamente la IAS 40 „Investiții imobiliare” – *Transferuri de investiții imobiliare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);*

IFRIC 22 „Tranzacții cu valută și avansuri” (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018); interpretarea se referă la determinarea datei tranzacției în vederea stabilirii cursului de schimb ce trebuie folosit la recunoașterea inițială a unui activ, a unei cheltuieli sau a unui venit(sau parte din acesta) la derecunoașterea unui activ ne-monetar sau a unei datorii ne-monetare generate de o plată în avans în valută. IFRIC 22 nu oferă indicații privind definirea elementelor monetare și ne-monetare. O plată sau o încasare în avans în general duce la recunoașterea unui activ/unei datorii ne-monetare, însă poate conduce și la recunoașterea unui activ/unei datorii monetare.

La data raportării acestor situații financiare, următoarele standarde și interpretări nu sunt aplicabile, urmand a intra în vigoare începând cu sau după 1 ianuarie 2019:

- **IFRS 16 „Leasing”** (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2019);
La data aplicării, IFRS 16 va înlocui următoarele standarde și interpretări:

- IAS 17 – Leasing;
- IFRIC 4- Determinarea măsurii în care un angajament conține un contract de leasing;
- SIC 15- Leasing operațional- Stimulente;
- SIC 27- Evaluarea fondului economic al tranzacțiilor care implică forma legală a unui contract de leasing.

IFRS 16 oferă un model de control pentru identificarea leasingului (închirierilor) stabilind principii pentru recunoașterea, evaluarea și prezentarea contractelor de leasing, respectiv dreptul de a controla utilizarea unui activ identificat pentru o anumită perioadă de timp în schimbul unei contravalori. Dreptul de a controla utilizarea activului identificat există dacă clientul are dreptul de a obține, în mare măsură, toate beneficiile economice și de asemenea, dreptul de a stabili modul și scopul în care este folosit activul respectiv.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

IFRS 16 introduce modificări semnificative în contabilizarea leasingului, în special eliminând distincția între leasingul financiar și cel operațional și cere locatarului să recunoască un activ aferent dreptului de utilizare și o datorie aferentă închirierii, la data începerii contractului, cu excepția închirierilor pe termen scurt sau în cazul închirierii unor active de valoare scăzută.

Amendamente la IFRS 2 „Plata pe bază de acțiuni” – Clasificarea și evaluarea tranzacțiilor cu plată pe bază de acțiuni (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);

- Amendamente la IFRS 4 „Contracte de asigurare” – Aplicarea IFRS 9 Instrumente financiare împreună cu IFRS 4 Contracte de asigurare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018 sau la aplicarea pentru prima dată a IFRS 9 “Instrumente financiare”);
- Amendamente la IFRS 10 „Situații financiare consolidate” și IAS 28 „Investiții în entități asociate și asocieri în participație”- Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia și amendamentele ulterioare (data intrării în vigoare a fost amânată pe perioadă nedeterminată, până când se va finaliza proiectul de cercetare privind metoda punerii în echivalență);
- IFRIC 23- „Incertitudine legată de tratamentele fiscale”, a fost elaborat ca o interpretare privind IAS 12 Impozitul pe profit, pentru a specifica modul de prezentare a incertitudinii în ceea ce privește contabilizarea impozitelor pe profit.

Comitetul pentru Interpretări IFRS a elaborat IFRIC 23 pentru a trata potențialele neclarități legate de modul în care legislația fiscală se aplică unei anumite tranzacții sau circumstanțe ori de măsura în care o autoritate fiscală va accepta tratamentul fiscal utilizat de o companie. IAS 12 Impozitul pe profit specifică modul de contabilizare a impozitelor curente și amânate, dar nu și modul în care trebuie reflectate efectele incertitudinii.

O entitate aplică prezenta interpretare pentru perioadele de raportare anuală încep la 1 ianuarie 2019 sau ulterior acestei date. Aplicarea anterior acestei date este permisă.

Termenul „regim fiscal incert” desemnează un tratament fiscal în legătură cu care există o incertitudine referitoare la faptul că autoritatea fiscală competentă îl va accepta în temeiul legislației fiscale.

3.2 Raportarea pe segmente

Raportarea pe segmente de activitate se face într-un mod consecvent cu raportarea internă către principalul factor decizional operațional. Principalul factor decizional operațional, care este responsabil cu alocarea resurselor și evaluarea performanței segmentelor de activitate, a fost identificat ca fiind consiliul de administrație care ia deciziile strategice.

3.3 Tranzacții în monedă străină

- a) *Moneda funcțională*

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Elementele incluse în situațiile financiare ale Societății sunt evaluate folosind moneda mediului economic în care operează entitatea („moneda funcțională”). Situațiile financiare sunt prezentate în leul românesc („lei”), care reprezintă moneda funcțională și de prezentare a Societății.

- b) *Nivelul de rotunjire utilizat în prezentarea situațiilor financiare*
În situațiile financiare valorile sunt prezentate rotunjite la unități.
- c) *Tranzacții și solduri*

Tranzacțiile în monedă străină sunt convertite în monedă funcțională folosind cursul de schimb valabil la data tranzacțiilor sau evaluării la data bilanțului. Profitul și pierderea rezultate din diferențele de curs de schimb în urma încheierii acestor tranzacții și din conversia la cursul de schimb de la sfârșitul perioadei de raportare a activelor monetare și obligațiilor denominate în monedă străină se reflectă în situația rezultatului global.

3.4 Contabilitatea efectelor hiperinflației

România a trecut prin perioade de inflație relativ ridicată și a fost considerată hiperinflaționistă conform IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”. Acest standard impunea ca situațiile financiare întocmite în moneda unei economii hiperinflaționiste să fie prezentate în termenii puterii de cumpărare la data de 31 decembrie 2003. Întrucât caracteristicile mediului economic din România indică încetarea hiperinflației, începând cu 1 ianuarie 2004, Societatea nu mai aplică prevederile IAS 29.

Prin urmare, valorile raportate în termenii puterii de cumpărare la data de 31 decembrie 2003 sunt tratate ca bază pentru valorile contabile din aceste situații financiare.

3.5 Imobilizări necorporale

Programe informatice

Licențele achiziționate aferente drepturilor de utilizare a programelor informatice sunt capitalizate pe baza costurilor înregistrate cu achiziționarea și punerea în funcțiune a programelor informatice respective. Aceste costuri sunt amortizate pe durata de viață utilă estimată a acestora (trei ani). Costurile aferente dezvoltării sau întreținerii programelor informatice sunt recunoscute ca și cheltuieli în perioada în care sunt înregistrate.

Acordul de concesiune a serviciilor

Începând cu anul 2010, Societatea, a început să aplice IFRIC 12, **Angajamente de concesiune a serviciilor**, adoptat de către UE. Domeniul de aplicare al IFRIC 12 cuprinde: infrastructura existentă la momentul semnării acordului de concesiune și, de asemenea, modernizările și îmbunătățirile aduse sistemului național de transport gaze naturale, care sunt transferate autorității de reglementare la sfârșitul acordului de concesiune.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Așa cum este prezentat în Nota 8, Societatea are dreptul de a taxa utilizatorii serviciului public, și, în consecință, un activ necorporal a fost recunoscut pentru acest drept.

Datorită faptului că Acordul de Concesiune a Serviciilor („ACS”) nu a avut substanță comercială (adică nu a modificat nimic substanțial în modul în care Societatea a operat activele; fluxurile de numerar s-au modificat numai cu plata redevenței, dar, pe de altă parte, tariful de transport a crescut pentru a acoperi redevența), activul necorporal a fost măsurat la valoarea netă rămasă a activelor derecunoscute (clasificate în situațiile financiare ca și imobilizări corporale la data aplicării IFRIC 12). În consecință, Societatea a continuat să recunoască activul, dar l-a reclasificat ca și activ necorporal. Societatea a testat activele necorporale recunoscute la acea dată fără a identifica depreciere.

Pe măsură ce apar, costurile înlocuirilor sunt trecute pe cheltuială, în timp ce îmbunătățirile activelor utilizate în cadrul ACS sunt recunoscute la valoarea justă.

Activele necorporale sunt amortizate la zero pe parcursul perioadei rămase a acordului de concesiune.

3.6 Imobilizări corporale

Imobilizările corporale cuprind clădiri, terenuri, active folosite pentru activitatea de transport internațional nereglementată (eg. Conducte, compresoare, instalații de filtrare, dispozitive).

Clădirile cuprind în special clădiri auxiliare activelor operaționale, un centru de cercetare și clădiri de birouri.

Cheltuielile ulterioare sunt incluse în valoarea contabilă a activului sau recunoscute ca activ separat, după caz, doar când intrarea de beneficii economice viitoare pentru Societate asociate elementului este probabilă iar costul elementului respectiv poate fi evaluat în mod credibil. Valoarea contabilă a activului înlocuit este scoasă din evidență. Toate celelalte cheltuieli cu reparații și întreținere sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada financiară în care acestea apar.

Terenurile nu se amortizează. Amortizarea altor elemente de imobilizări corporale este calculată pe baza metodei liniare în vederea alocării costului lor mai puțin valoarea reziduală, pe parcursul duratei lor de viață utilă, după cum urmează:

	<u>Număr de ani</u>
Clădiri	50
Active din sistemul de transport al gazelor	20
Alte mijloace fixe	4 – 20

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Înainte de 31 decembrie 2008, costurile îndatorării erau suportate pe măsură ce apăreau. Începând cu 1 ianuarie 2009, costurile îndatorării care sunt atribuibile direct achiziției, construcției sau producției unui activ cu ciclu lung de producție sunt capitalizate ca parte a costului respectivului activ. Costurile îndatorării care sunt atribuibile direct achiziției, construcției sau producției unui activ cu ciclu lung de producție sunt acele costuri de îndatorare care ar fi fost evitate în cazul în care cheltuielile cu activul nu ar fi fost efectuate. În măsura în care fondurile sunt împrumutate special pentru obținerea unui activ cu ciclu lung de producție, valoarea costurilor îndatorării eligibile pentru capitalizarea activului în cauză este determinată prin costul real generat de acel împrumut în decursul perioadei, mai puțin veniturile din investițiile temporare ale acestor împrumuturi. În măsura în care fondurile sunt împrumutate, în general, și utilizate în scopul obținerii unui activ cu ciclu lung de producție, valoarea costurilor îndatorării eligibile pentru capitalizare este determinată prin aplicarea unei rate de capitalizare a cheltuielilor pentru acel activ.

Rata de capitalizare este media ponderată a costurilor îndatorării aplicabile împrumuturilor entității, care sunt scadente în decursul perioadei, altele decât împrumuturile făcute special pentru obținerea activului cu ciclu lung de producție.

Consturile fondurilor împrumutate special pentru obținerea unui activ cu ciclu lung de producție (realizarea de investiții) sunt capitalizate de societate asupra activului ca diferență între costurile actuale ale îndatorării suportate în legătură cu împrumutul respectiv în cursul perioadei și orice venituri din investiții obținute din investirea temporară a acelor împrumuturi.

Costurile îndatorării atribuibile angajamentului se recunosc drept cheltuială în perioada în care acestea sunt suportate, cu excepția cazului în care operatorul deține dreptul contractual de a primi o imobilizare necorporală, caz în care costurile îndatorării atribuibile unui acord sunt capitalizate pe parcursul etapei de elaborare a angajamentului.

Valorile reziduale ale activelor și duratele de viață utilă sunt revizuite, și ajustate în mod corespunzător, la sfârșitul fiecărei perioade de raportare.

Valoarea contabilă a unui activ este redusă imediat la valoarea recuperabilă dacă valoarea contabilă a activului respectiv este mai mare decât valoarea recuperabilă estimată (Nota 3.7).

Câștigurile și pierderile rezultate în urma cedării sunt determinate prin compararea sumelor de încasat cu valoarea contabilă și sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada în care a avut loc vânzarea.

3.7 Deprecierea activelor nefinanciare

Activele supuse amortizării sunt revizuite pentru identificarea pierderilor din deprecieri ori de câte ori evenimente sau schimbări în circumstanțe indică faptul că valoarea contabilă nu mai poate fi recuperată.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Pierdere din depreciere este reprezentată de diferența dintre valoarea contabilă și valoarea recuperabilă a activului respectiv. Valoarea recuperabilă este maximul dintre valoarea justă a activului minus costurile de vânzare și valoarea de utilizare. O pierdere din depreciere recunoscută pentru un activ în perioadele anterioare este stornată dacă apar modificări ale estimărilor utilizate la determinarea valorii recuperabile a activului de la data la care a fost recunoscută ultima pierdere din depreciere. Pentru calculul acestei pierderi, activele sunt grupate până la cel mai mic nivel de detaliu pentru care pot fi identificate fluxuri independente de trezorerie (unități generatoare de numerar).

Activele nefinanciare care au suferit deprecieri sunt revizuite în vederea unei posibile stornări a deprecierei la fiecare dată de raportare.

3.8 Active aparținând domeniului public

În conformitate cu Legea Domeniului Public 213/1998, conductele pentru transportul gazelor sunt proprietate publică. Hotărârea de Guvern 491/1998, confirmată de Hotărârea de Guvern 334/2000, precizează că mijloacele fixe cu o valoare contabilă istorică statutară brută de 474.952.575 lei (31 decembrie 2017: 474.952.575 lei) reprezentând conducte de gaz, se află în administrarea Societății. Prin urmare, Societatea are dreptul exclusiv de utilizare a acestor active pe perioada concesiunii și le va restitui Statului la sfârșitul acestei perioade (vezi Nota 8). Societatea încasează cea mai mare parte din beneficiile asociate activelor și este expusă celei mai mari părți dintre riscuri, inclusiv obligația de a menține activele rețelei pe parcursul unei perioade cel puțin egale cu durata de viață utilă rămasă, iar performanțele financiare ale Societății sunt direct influențate de starea acestei rețele. Prin urmare, înainte de 1 ianuarie 2010, Societatea a recunoscut aceste active ca imobilizări corporale, împreună cu o rezervă corespunzătoare în capitalurile proprii (vezi Nota 5.2). Politicile contabile aplicate acestor active au fost aceleași cu cele aplicate imobilizărilor corporale ale Societății (Notele 3.7 și 3.6).

Societatea a adoptat IFRIC 12 din 1 ianuarie 2010 și a reclasificat aceste active și îmbunătățirile ulterioare ca active necorporale (cu excepția conductelor pentru transport internațional).

Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 “Venituri din contractele cu clienții”. Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare societatea a înregistrat creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și un activ necorporal la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.

În conformitate cu Legea Concesiunii Publice nr. 238/2004, este datorată o redevență pentru bunurile publice administrate de societăți altele decât cele de stat. Rata redevenței pentru utilizarea conductelor de transport al gazelor este stabilită de guvern. Începând din octombrie 2007, redevența a fost stabilită la 10% din venituri. Durata acordului de concesiune este de 30 de ani, până în 2032.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.9 Active financiare

Societatea își clasifică activele financiare în următoarele categorii: măsurate la valoarea justă prin profit sau pierdere, măsurate la cost amortizat și măsurate la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global. Clasificarea se face în funcție de scopul în care au fost achiziționate activele financiare. Conducerea stabilește clasificarea acestor imobilizări la momentul recunoașterii inițiale.

(a) Împrumuturi și creanțe

Împrumuturile și creanțele sunt active financiare nederivate cu plăți fixe sau determinabile și care nu sunt cotate pe o piață activă. Ele sunt incluse în activele circulante, cu excepția celor care au o perioadă de maturitate mai mare de 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare. Acestea sunt clasificate ca active imobilizate. Împrumuturile și creanțele Societății cuprind „creanțe comerciale și alte creanțe” și numerar și echivalente numerar în situația poziției financiare (Notele 3.11 și 3.13).

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și un activ necorporal la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate. Rata de actualizare folosită pentru a calcula valoarea prezentă a creanței este cea a obligațiunilor guvernamentale pe termen lung cu cupon zero, pe o perioadă apropiată de durata rămasă a acordului de concesiune. Evaluarea inițială a compensației se face la valoarea justă care reflectă riscul de credit, ce se aplică la valoarea reglementată rămasă neamortizată la sfârșitul contractului. Evaluarea ulterioară se face la costul amortizat, folosind metoda dobânzii efective. Rata dobânzii efective utilizată este bazată pe date istorice și nu se modifică în funcție de rata dobânzii pe piață.

În anul 2019 a intrat în vigoare Ordinul ANRE nr. 41/2019 care prevede ajustarea valorii reglementate a activelor cu rata inflației. Societatea înregistrează valoarea actualizată a fluxurilor de trezorerie contractuale recalculat ca urmare a ajustării valorii activelor reglementate cu inflația și recunoște un câștig sau pierdere din modificare în contul de profit sau pierdere.

(b) Active financiare măsurate la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere sau măsurate la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global

IFRS 9 introduce o nouă abordare privind clasificarea activelor financiare și cuprinde trei categorii principale de active financiare: măsurate la cost amortizat, la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global, la valoare justă prin contul de profit sau pierdere. Clasificarea pe IFRS 9 este determinată de caracteristicile fluxurilor de numerar și de modelul de business în cadrul căruia este deținut un activ. Această abordare unitară bazată pe principii elimină categoriile de clasificare a activelor financiare din IAS 39: deținute până la scadență, credite și avansuri și active financiare disponibile în vederea vânzării. Noul model va determina de asemenea existența unui singur model de depreciere aplicabil tuturor instrumentelor financiare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

La recunoașterea inițială o entitate poate face o alegere irevocabilă pentru a prezenta la alte elemente ale rezultatului global modificările ulterioare în valoarea justă a unei investiții într-un instrument de capitaluri proprii care nu este nici deținut în vederea tranzacționării și nici nu este o contraprestație contingentă recunoscută de un dobânditor într-o combinație de întreprinderi la care se aplică IFRS3. În acest caz va recunoaște în profit sau pierdere dividendele din investiția respectivă.

(c) Deprecierea activelor financiare

La fiecare dată de raportare, Societatea evaluează dacă există probe obiective conform cărora un activ financiar sau un grup de active financiare a suferit o depreciere. Un activ financiar sau un grup de active financiare este depreciat și sunt suportate pierderi din depreciere numai dacă există dovezi obiective ale deprecierei ca rezultat al unui sau mai multor evenimente care au apărut după recunoașterea inițială a activului (un „eveniment care ocazionalizează pierderi”) și dacă acel eveniment (sau evenimente) care ocazionalizează pierderi are (au) un impact asupra fluxurilor de trezorerie viitoare estimate ale activului financiar sau ale grupului de active financiare care poate fi estimat în mod credibil.

Criteriile pe care Societatea le folosește pentru a determina că există dovezi obiective ale unei pierderi din depreciere includ:

- dificultate financiară semnificativă a emitentului sau debitorului;
- o încălcare a contractului, cum ar fi neplata sau întârzieri la plata dobânzii sau a creditului;
- societatea, din motive economice sau juridice legate de dificultatea financiară a debitorului, acordă debitorului o concesiune pe care creditorul nu ar fi avut-o altfel în vedere;
- este probabil ca debitorul să intre în faliment sau altă formă de reorganizare financiară;
- dispariția pieței active pentru acel activ financiar din cauza dificultăților financiare; sau
- date observabile indică faptul că există o diminuare măsurabilă a fluxurilor de trezorerie viitoare estimate dintr-un portofoliu de active financiare de la recunoașterea inițială a acelor active, chiar dacă diminuarea nu poate fi încă identificată pentru activele financiare individuale din portofoliu, inclusiv:
- schimbări nefavorabile în situația plăților debitorilor din portofoliu; și
- condiții economice, la nivel național sau local, corelate cu neplata, referitoare la activele din portofoliu.

Societatea evaluează în primul rând dacă există probe obiective ale deprecierei.

(i) Active înregistrate la cost amortizat

Testarea deprecierei creanțelor comerciale este descrisă mai sus.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Pentru împrumuturi și creanțe, valoarea pierderii este măsurată ca diferența dintre valoarea contabilă a activului și valoarea actualizată a fluxurilor de trezorerie viitoare estimate (excluzând viitoarele pierderi de credit care nu au fost contractate), actualizate la rata inițială a activului; rata de actualizare pentru evaluarea oricărei pierderi din depreciere este rata actuală a dobânzii efective determinată în conformitate cu contractul. În practică, societatea poate măsura deprecierea pe baza valorii juste a unui instrument utilizând un preț observabil pe piață.

Dacă, într-o perioadă ulterioară, valoarea pierderii din depreciere scade și scăderea poate fi corelată obiectiv cu un eveniment care are loc după ce deprecierea a fost recunoscută (cum ar fi o îmbunătățire în punctajul de credit a debitorului), reluarea pierderii din deprecierea recunoscută anterior este recunoscută ca profit sau pierdere.

(ii) Active măsurate la cost

Participația deținută la Eurotranzgaz SRL este recunoscută la valoarea sa justă de la data tranzacționării, fiind evaluată, după recunoașterea inițială, la cost în conformitate cu art.4.1.2 din IFRS 9 respectiv art.10.a –IAS 27-Situații financiare individuale :

”Atunci când o entitate întocmește situații financiare individuale, investițiile în filiale, asocieri în participație și entități asociate trebuie contabilizate la cost în conformitate cu IFRS9 sau utilizând metoda punerii în echivalență”

3.10 Stocuri

Stocurile sunt înregistrate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă.

Componentele recuperate din dezmembrări respectiv reparații de conducte construite de către Societate sunt înregistrate ca și stocuri la o valoare determinată de către o comisie tehnică. Valoarea determinată astfel nu depășește valoarea realizabilă netă.

Costul este determinat pe baza metodei primul intrat, primul ieșit. Acolo unde este necesar, sunt înregistrate ajustări pentru stocurile uzate moral și cu mișcare lentă. Stocurile uzate moral identificate individual sunt ajustate la valoare integrală sau eliminate din bilanț. Pentru stocurile cu mișcare lentă este efectuată o estimare a vechimii pe fiecare categorie principală, pe baza rotației stocurilor.

Costul gazelor naturale utilizate în activitatea de echilibrare a sistemului național de transport este determinat pe baza metodei costului mediu ponderat.

Stocul minim de gaze naturale pe care societatea are obligația să îl dețină în depozitele de înmagazinare, în calitate de titular al licenței de operare a sistemului național de transport gaze naturale se stabilește prin decizie a Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1773/16.10.2019 s-a impus societății obligația de a deține la 31 octombrie 2019 un nivel minim al stocului de gaze naturale de 939.894,097 MWh, iar prin Decizia Președintelui ANRE nr. 588/08.04.2020 s-a impus societății obligația de a deține până la 31 octombrie 2020 un nivel minim al stocului de gaze naturale de 560.724,517 MWh.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.11 Creanțe comerciale

Creanțele comerciale sunt sumele datorate de clienți pentru serviciile prestate în cadrul operațiunilor de afaceri. Dacă perioada de colectare este de un an sau mai puțin (sau în ciclul normal de exploatare a activității), ele sunt clasificate ca active circulante. Dacă nu, ele sunt prezentate ca active imobilizate.

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea justă, iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puțin ajustările pentru depreciere.

3.12 Taxa pe valoarea adăugată

Taxa pe valoarea adăugată trebuie plătită autorităților fiscale pe baza decontului TVA lunar până la data de 25 a lunii următoare, indiferent de nivelul de recuperare a creanțelor de la clienți. Autoritățile fiscale permit decontarea TVA pe o bază netă. Dacă TVA deductibil este mai mare decât TVA colectat, diferența este rambursabilă la cererea Societății. Respectivul TVA poate fi rambursat după efectuarea unui control fiscal, sau chiar în absența acestuia, dacă sunt întrunite anumite condiții. TVA aferentă vânzărilor și achizițiilor care nu au fost decontate la sfârșitul perioadei de raportare este recunoscută în situația poziției financiare la valoarea netă și prezentată separat ca un activ sau obligație curentă. În cazurile în care au fost create ajutări pentru deprecierea creanțelor, pierderea din depreciere este înregistrată pentru valoarea brută a debitorului, inclusiv TVA. TVA aferent trebuie plătit către Stat și poate fi recuperat doar în cazul prescrierii debitorului, ca urmare a deciziei de faliment.

3.13 Numerar și echivalent de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar cuprind numerarul în casă, disponibilul din conturile curente la bănci, alte investiții pe termen scurt cu lichiditate ridicată și cu termene de maturitate inițiale de până la trei luni și descoperit de cont la bănci. În situația poziției financiare, facilitățile de descoperit de cont sunt evidențiate la împrumuturi, în cadrul datorii curente.

3.14 Capitaluri proprii

Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate drept capitaluri proprii.

Costurile suplimentare care pot fi atribuite direct emisiunii de noi acțiuni sau opțiuni sunt evidențiate în capitalurile proprii ca deduceri, net de impozit, din încasări.

Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca obligații și sunt deduse din capitalurile proprii la sfârșitul perioadei de raportare doar dacă au fost declarate înainte de sau la sfârșitul perioadei de raportare. Dividendele sunt recunoscute atunci când au fost propuse înaintea sfârșitului perioadei de raportare, sau când au fost propuse sau declarate după sfârșitul perioadei de raportare, dar înainte de data la care situațiile financiare au fost avizate spre a fi emise.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.15 Împrumuturi

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, net de costurile de tranzacționare înregistrate. Ulterior, împrumuturile sunt evidențiate la cost amortizat; orice diferență dintre sumele încasate (net de costurile de tranzacționare) și valoarea răscumpărării este recunoscută în profit sau pierdere pe durata împrumuturilor pe baza metodei dobânzii efective.

Împrumuturile sunt clasificate ca datorii curente, cu excepția situației în care Societatea are un drept necondiționat de a amâna achitarea datoriei pentru minimum 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare.

3.16 Impozit pe profit curent și amânat

Cheltuiala cu impozitul aferentă perioadei include impozitul curent și impozitul amânat și este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care este recunoscut în alte elemente ale rezultatului global sau direct în capitalurile proprii pentru că se referă la tranzacții care sunt, la rândul lor, recunoscute în aceeași perioadă sau în altă perioadă, în alte elemente ale rezultatului global sau direct în capitalurile proprii.

Cheltuiala cu impozitul pe profit curent se calculează pe baza reglementărilor fiscale în vigoare la sfârșitul perioadei de raportare. Conducerea evaluează periodic pozițiile din declarațiile fiscale în ceea ce privește situațiile în care reglementările fiscale aplicabile sunt interpretabile și constituie provizioane, acolo unde este cazul, pe baza sumelor estimate ca datorate autorităților fiscale.

Impozitul pe profit amânat este recunoscut, pe baza metodei obligației bilanțiere, pentru diferențele temporare intervenite între bazele fiscale ale activelor și datoriilor și valorile contabile ale acestora din situațiile financiare. Totuși, impozitul pe profit amânat care rezultă în urma recunoașterii inițiale a unui activ sau pasiv dintr-o tranzacție alta decât o combinație de întreprinderi, și care la momentul tranzacției nu afectează profitul contabil și nici cel impozabil nu este recunoscut. Impozitul pe profit amânat este determinat pe baza ratelor de impozitare (și reglementărilor legale) intrate în vigoare până la sfârșitul perioadei de raportare și care urmează să fie aplicate în perioada în care impozitul amânat de recuperat va fi valorificat sau impozitul amânat de plată va fi achitat.

Impozitul amânat de recuperat este recunoscut numai în măsura în care este probabil să se obțină în viitor un profit impozabil din care să fie deduse diferențele temporare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

3.17 Datorii comerciale și alte datorii

Furnizorii și alte datorii sunt recunoscute inițial la valoarea justă și evaluate ulterior la cost amortizat pe baza metodei dobânzii efective. Conturile de datorii comerciale și alte datorii se închid ca urmare a plății datoriilor, a compensării cu creanțe reciproce sau la prescrierea lor prin contul de profit și pierdere.

3.18 Venituri înregistrate în avans

Veniturile în avans sunt înregistrate pentru taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului, pentru obiectivele primite cu titlu gratuit și pentru fonduri nerambursabile încasate.

Fondurile nerambursabile încasate sunt asimilate subvențiilor guvernamentale.

Subvențiile guvernamentale sunt recunoscute la valoarea de piață atunci când există o asigurare rezonabilă că acestea vor fi primite și că vor fi îndeplinite condițiile aferente.

Pentru taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului, pentru obiectivele primite cu titlu gratuit, pentru fonduri nerambursabile Societatea a ales să înregistreze valoarea totală a activului și un venit în avans.

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și un activ necorporal la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.

3.19 Beneficiile angajaților

În cursul normal al activității, Societatea face plăți către Statul român în numele angajaților săi, pentru fondurile de sănătate, pensii și șomaj. Toți angajații Societății sunt membri ai planului de pensii al statului român, care este un plan fix de contribuții. Aceste costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere odată cu recunoașterea cheltuielilor salariale.

Beneficii acordate la pensionare

Conform contractului colectiv de muncă, Societatea trebuie să plătească angajaților la momentul pensionării o sumă compensatorie egală cu un anumit număr de salarii brute, în funcție de perioada lucrată în industria de gaz, condițiile de lucru, etc. Societatea a înregistrat un provizion pentru astfel de plăți (vezi Nota 21). Obligația recunoscută în bilanț reprezintă valoarea prezentă a obligației la data bilanțului. Obligația este calculată anual de către specialiști independenți utilizând Metoda

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Factorului de Credit Proiectat. Valoarea prezentă este determinată prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare cu rata dobânzii obligațiunilor guvernamentale pe termen lung.

Costul serviciului curent este recunoscut în contul de profit și pierdere în cheltuiala cu angajații. Cheltuiala cu dobânda este inclusă în contul de profit și pierdere în cheltuieli financiare.

Câștigurile sau pierderile actuariale datorate modificărilor în ipotezele actuariale sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada pentru care este efectuat calculul actuarial.

Asigurări sociale

Societatea înregistrează cheltuieli legate de angajații săi, ca urmare a acordării unor beneficii legate de asigurări sociale. Aceste sume cuprind în principal costurile implicite ale angajării de muncitori și, ca urmare, sunt incluse în cheltuielile salariale.

Participarea la profit și prime

Societatea recunoaște o obligație și o cheltuială pentru prime și participare la profit, pe baza unei formule care ține cont de profitul atribuibil acționarilor Societății după anumite ajustări. Societatea recunoaște o obligație acolo unde este obligat prin contract sau unde există o practică trecută care a creat o obligație implicită.

3.20 Provizioane pentru riscuri și cheltuieli

Provizioanele pentru riscuri și cheltuieli sunt recunoscute în momentul în care Societatea are o obligație legală sau implicită ca urmare a unor evenimente din trecut, când pentru decontarea obligației este necesară o ieșire de resurse care încorporează beneficii economice și pentru care poate fi făcută o estimare credibilă în ceea ce privește valoarea obligației. Acolo unde există o serie de obligații similare, probabilitatea ca o ieșire de resurse să fie necesară pentru decontare este stabilită în urma evaluării clasei de obligații ca întreg. Provizionul este recunoscut chiar dacă probabilitatea unei ieșiri de resurse legate de orice element inclus în orice clasă de obligații este redusă. Acolo unde Societatea așteaptă realizarea la venituri a unui provizion, de exemplu printr-un contract de asigurări, rambursarea este recunoscută ca activ separat, dar numai atunci când rambursarea este teoretic sigură.

Provizioanele sunt evaluate la valoarea actualizată a cheltuielilor estimate ca fiind necesare pentru decontarea obligației, utilizând o rată pre-impozitare care să reflecte evaluările de piață curente ale valorii temporale a banilor și a riscurilor specifice obligației. Majorarea provizionului datorată trecerii timpului este recunoscută ca și cheltuială cu dobânda.

3.21 Recunoașterea veniturilor

Veniturile cuprind valoarea justă a sumelor încasate sau de încasat din vânzarea de servicii și/sau bunuri și în cursul activității normale a Societății. Veniturile sunt înregistrate net de taxa pe valoarea adăugată, reduceri, rabaturi și reduceri de preț.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)

Societatea recunoaște veniturile în momentul în care valoarea acestora poate fi estimată cu certitudine, când este probabil ca entitatea să încaseze beneficii economice viitoare și când se îndeplinesc anumite criterii pentru fiecare din activitățile Societății, așa cum se arată în cele ce urmează. Valoarea veniturilor nu se consideră estimabilă în mod credibil până când nu se soluționează toate contingențele aferente vânzării. Societatea își bazează estimările pe rezultate istorice, ținând seama de tipul clientului, tipul tranzacției și specificul fiecărui angajament.

a) Venituri din servicii

Veniturile din transportul intern și internațional al gazului sunt constituite din rezervarea capacității de transport și transportul prin SNT al cantităților determinate de gaze naturale, exprimate în unități de energie, pe perioada de valabilitate a unui contract de transport al gazelor naturale și sunt recunoscute în momentul livrării lor. Pe durata administrării contractelor de transport, OTS emite și transmite UR, până la data de 15 a lunii următoare celei pentru care a prestat serviciul de transport: o factură aferentă serviciilor de transport prestate pentru luna precedentă, întocmită în baza alocărilor finale; o factură aferentă dezechilibrelor zilnice finale înregistrate în luna precedentă; și o factură aferentă contravalorii tarifului de depășire a capacității rezervate.

b) Veniturile din vânzarea de bunuri

Veniturile din vânzarea de bunuri se înregistrează în momentul livrării bunurilor.

c) Venituri din dobânzi

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute proporțional, pe baza metodei dobânzii efective.

d) Venituri din dividende

Dividendele sunt recunoscute atunci când dreptul de a primi plata este recunoscut.

e) Compensări mutuale și tranzacții tip barter

O parte relativ redusă din vânzări și achiziții sunt compensate prin acorduri mutuale, barter sau non-numerar. Aceste tranzacții au loc în general sub forma anulării soldurilor, fie bilateral, fie printr-un lanț care implică mai multe societăți (vezi Nota 28).

Vânzările și achizițiile care sunt prevăzute să fie compensate prin acorduri mutuale, barter sau non-numerar sunt recunoscute pe baza estimărilor conducerii referitoare la valoarea justă a acestora care trebuie primită sau cedată în cadrul compensărilor non-numerar. Valoarea justă este stabilită pe baza informațiilor disponibile pe piață.

Tranzacțiile non-numerar au fost excluse din situația fluxurilor de trezorerie, astfel încât activitățile de investiții, de finanțare, precum și totalitatea activităților operaționale reprezintă fluxuri de trezorerie actuale.

f) Venituri din penalități

Veniturile din penalități pentru plata cu întârziere sunt recunoscute atunci când sunt preconizate beneficii economice viitoare în favoarea Societății.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR

Factori de risc financiar

Prin natura activităților efectuate, Societatea este expusă unor riscuri variate care includ: riscul de piață (inclusiv riscul monetar, riscul de rată a dobânzii privind valoarea justă, riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și riscul de preț), riscul de credit și riscul de lichiditate. Programul Societății privind managementul riscului se concentrează asupra imprevizibilității piețelor financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse asupra performanțelor financiare ale Societății. Societatea nu utilizează instrumente financiare derivate pentru a se proteja de anumite expuneri la risc.

(a) Riscul de piață

(i) Riscul valutar

Societatea este expusă riscului valutar prin expunerile la diferite devize, în special la EUR. Riscul valutar este asociat activelor (Nota 12) și obligațiilor recunoscute.

Societatea nu întreprinde acțiuni formale de minimalizare a riscului valutar aferent operațiunilor sale; așadar, Societatea nu aplică contabilitatea acoperirii împotriva riscului. Conducerea consideră totuși că Societatea este acoperită în ce privește riscul valutar, având în vedere că încasările în devize (în special veniturile din transport internațional) sunt utilizate pentru stingerea obligațiilor exprimate în devize.

Următorul tabel prezintă sensibilitatea profitului și pierderii, precum și a capitalurilor proprii, față de posibilele modificări rezonabile ale cursului de schimb aplicat la sfârșitul perioadei de raportare monedei funcționale a Societății, cu toate variabilele menținute constante:

30 iunie 2020 31 decembrie 2019

Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:

Aprecierii USD cu 10%	143.489	125.419
Deprecierii USD cu 10%	(143.489)	(125.419)
Aprecierii EUR cu 10%	(46.328.706)	(36.331.510)
Deprecierii EUR cu 10%	46.328.706	36.331.510

(ii) Riscul de preț

Societatea este expusă riscului prețului mărfurilor aferent gazului achiziționat pentru consumul propriu. Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/ mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/ mai mare cu 1.652.964 lei la iunie 2020 (decembrie 2019: 2.989.892 lei).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

- (iii) Riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și valoarea justă
 Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin depozitele la bănci și împrumuturile încheiate cu dobândă variabilă. Societatea nu a încheiat nici un fel de angajamente în vederea diminuării riscului. Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 3.597.019 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2019: 497.755 lei mai mic/mai mare), ca efect net al modificării ratei dobânzii la împrumuturile cu dobândă variabilă, respectiv al ratei dobânzii la depozitele bancare.

(b) Riscul de credit

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale. Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători. Valoarea contabilă a creanțelor, netă de ajustările pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit. Riscul de credit al Societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 49% din soldurile de creanțe comerciale la iunie 2020 (31 decembrie 2019: 47%). Deși colectarea creanțelor poate fi influențată de factori economici, conducerea consideră că nu există un risc semnificativ de pierdere care să depășească ajustările deja create. La 30 iunie 2020 societatea are la dispoziție garanții de bună plată de la clienți în valoarea de 107.028.586 lei

Numerarul este plasat la instituții financiare, care sunt considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

30 iunie 2020 31 decembrie 2019

Fără rating	612.424	1.183.999
BB+	1.416.359	61.134.709
BBB-	1.452.881	7.691.934
BBB+	371.286.622	240.441.135
A	136.916	137.355
AA-	<u>303.421</u>	<u>363.482</u>
	<u>375.208.623</u>	<u>310.952.614</u>

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

(c) Riscul de lichiditate

Managementul prudent al riscului de lichiditate implică menținerea de numerar suficient și disponibilitatea de fonduri printr-o valoare adecvată a facilităților de credit angajate. Societatea previzionează fluxurile de trezorerie. Funcția financiară a Societății monitorizează continuu cerințele de lichidități ale Societății pentru a se asigura că există numerar suficient pentru a răspunde cerințelor operaționale, menținând în același timp un nivel suficient al

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

facilităților de împrumut neutilizate (Nota 16) în orice moment, astfel încât Societatea să nu încalce limitele sau acordurile de împrumut (unde e cazul) pentru niciuna din facilitățile sale de împrumut. Aceste previziuni iau în calcul planurile Societății de finanțare a datoriei, respectarea acordurilor, respectarea obiectivelor interne referitoare la indicatorii din bilanțul contabil și, dacă e cazul, a reglementărilor externe sau a dispozițiilor legale.

Departamentul financiar al Societății investește numerarul suplimentar în conturi curente purtătoare de dobândă și în depozite la termen, alegând instrumente cu maturități adecvate sau lichiditate suficientă pentru a oferi cadrul adecvat, stabilit conform prevederilor menționate mai sus.

Tabelul de mai jos prezintă obligațiile la 30 iunie 2020 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate

Analiza maturității datoriilor financiare la 30 iunie 2020 este următoarea:

	Suma Totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	1.076.617.183	47.418.965	357.965.772	671.232.446
Datorii comerciale și alte datorii	<u>523.221.044</u>	<u>505.027.468</u>	<u>18.193.576</u>	-
	<u>1.599.838.227</u>	<u>552.446.433</u>	<u>376.159.348</u>	<u>671.232.446</u>

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2019 este următoarea:

	Suma totală	mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	733.796.269	12.395.649	181.382.883	540.017.737
Datorii comerciale și alte datorii	<u>311.146.989</u>	<u>257.868.151</u>	<u>53.278.838</u>	-
	<u>1.044.943.258</u>	<u>270.263.800</u>	<u>234.661.721</u>	<u>540.017.737</u>

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată și alte datorii (vezi Nota 19) și nu sunt incluse: datoriile generate ca rezultat al dispozițiilor legale impuse de autorități, datoriile către salariați și veniturile înregistrate în avans.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

Categorii de instrumente financiare:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Active financiare		
Numerar și echivalente de numerar	359.723.011	297.906.921
Depozite bancare la termen	15.894.778	13.231.240
Credite și creanțe	1.234.763.293	1.205.939.118
Active financiare - participatii	304.843.944	240.773.955
Ajustări privind activele financiare-participatii	<u>(24.887.146)</u>	<u>(24.887.146)</u>
	<u>1.890.337.880</u>	<u>1.732.964.088</u>
	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Datorii financiare		
Datorii evaluate la cost amortizat:		
Împrumuturi	948.168.000	663.930.000
Datorii evaluate la valoare justă:		
Garanții financiare contracte	33.507.764	75.006.895
Datorii comerciale și alte datorii	<u>471.519.704</u>	<u>182.861.256</u>
	<u>1.453.195.468</u>	<u>921.798.151</u>

În categoria credite și creanțe nu sunt incluse creanțele în relația cu salariații și cheltuielile înregistrate în avans.

Managementul riscului de capital

Obiectivele Societății legate de administrarea capitalului se referă la menținerea capacității Societății de a-și continua activitatea cu scopul de a furniza compensații acționarilor și beneficii celorlalte părți interesate, și de a menține o structură optimă a capitalului astfel încât să reducă costurile de capital. Nu există cerințe de capital impuse din exterior.

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Societatea monitorizează capitalul pe baza gradului de îndatorare. Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total. Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar. Capitalul total este calculat drept „capitaluri proprii”, după cum se arată în situația poziției financiare plus datoria netă.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)

În 2020, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2019 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții. Gradul de îndatorare net la 30 iunie 2020 și la 31 decembrie 2019 se reflectă în tabelul de mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Total împrumuturi	948.168.000	663.930.000
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar (Nota 13)	<u>(375.617.789)</u>	<u>(311.138.161)</u>
Poziția netă de numerar	<u>572.550.211</u>	<u>352.791.839</u>

Estimarea valorii juste

Valoarea justă a instrumentelor financiare care sunt tranzacționate pe o piață activă se bazează pe prețurile de piață cotate la sfârșitul perioadei de raportare. Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

Se consideră că valoarea contabilă minus ajutarea pentru deprecierea creanțelor și datoriilor comerciale aproximează valorile juste ale acestora. Valoarea justă a obligațiilor financiare este estimată prin actualizarea fluxurilor de trezorerie contractuale viitoare utilizând rata curentă de piață a dobânzii disponibilă Societății pentru instrumente financiare similare.

5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE

Estimări și ipoteze contabile esențiale

Societatea elaborează estimări și ipoteze cu privire la viitor. Estimările și ipotezele sunt evaluate permanent și se bazează pe experiența din trecut și pe alți factori, inclusiv predicții ale unor evenimente din viitor despre care se crede că sunt rezonabile în anumite circumstanțe.

Estimările contabile rezultate prin definiție vor egala rar rezultatele reale obținute. Estimările și ipotezele care prezintă un risc semnificativ de a cauza o ajustare importantă a valorii contabile a activelor și pasivelor în următorul exercițiu financiar sunt prezentate în continuare.

5.1 Ipoteze pentru stabilirea valorii provizionului pentru beneficii după pensionare

Acest provizion a fost calculat pe baza estimărilor privind salariul mediu, a numărului mediu de angajați și a numărului mediu de salarii de plată la momentul pensionării, precum și a schemei de plată a beneficiilor. Provizionul a fost adus la valoarea actualizată prin aplicarea unui factor de actualizare calculat pe baza ratei dobânzii fără risc (de ex. rata dobânzii la obligațiuni de stat).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)

Valoarea prezentă a obligațiilor la 30 iunie 2019 este de 121.712.041 lei (Nota 21).

Prezentarea valorii prezente pentru anul 2019 în funcție de următoarele variabile:

	<u>31 decembrie 2019</u>
Rata inflație +1%	135.709.493
Rata inflație -1%	108.464.535
Randament investitional +1%	108.763.424
Randament investitional -1%	135.603.516

Analiza maturității plăților de beneficii:

	<u>31 decembrie 2019</u>
Până la un an	1.853.432
Intre 1 și 2 ani	3.391.582
Intre 2 și 5 ani	8.555.516
Intre 5 și 10 ani	46.416.350

5.2 Tratamentul contabil al acordului de concesiune

După cum se arată în Nota 8, în mai 2002, Societatea a încheiat un Acord de concesiune cu Agenția Națională pentru Resurse Minerale („ANRM”), care îi dă Societății dreptul de utilizare a principalelor conducte din sistemul național de transport gaz pe o perioadă de 30 de ani. Înainte de încheierea acestui acord, conductele erau în administrarea Societății conform Legii Domeniului Public nr. 213/1998, Hotărârii de Guvern („HG”) nr. 491/1998 și HG nr. 334 din 2000 prin care se înființează Societatea. Conform clauzelor prezentului acord, Societatea primește majoritatea beneficiilor asociate activelor și este expusă majorității riscurilor. Prin urmare, Societatea a recunoscut aceste active în situația poziției financiare, împreună cu o rezervă corespunzătoare în capitalurile proprii.

Referitor la infrastructura deja existentă la data semnării Acordului de Concesiune, dat fiind că Societatea nu are obligații de plată la momentul terminării Acordului de Concesiune (ci doar obligații referitoare la întreținere și modernizare, investiții în noi conducte), managementul Societății a considerat că aceasta este, în substanță, o componentă de capitaluri proprii, definit ca interesul rezidual în activele Societății după deducerea tuturor datoriilor. În plus, datorită faptului că Societatea și predecesorul sa, SNGN Romgaz SA, au fost controlate de Statul Român, publicarea Legii Patrimoniului Public (i.e. pierderea proprietății) și reorganizarea SNGN Romgaz SA în 5 societăți, pot fi considerate tranzacții cu acționarul, în capacitatea sa de acționar, ceea ce susține recunoașterea tranzacțiilor în capitaluri proprii. Începând cu anul 2010, Societatea a aplicat IFRIC12 (Nota 3.5).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)

5.3 Tratamentul contabil al redevențelor de plată pentru utilizarea sistemului național de transport al gazelor

După cum se arată în Nota 8, Societatea achită redevențe, calculate ca procentaj din veniturile brute realizate din operarea conductelor din sistemul național de transport gaz. Aceste costuri au fost recunoscute drept cheltuieli, mai degrabă decât ca deducere din venituri, deoarece ele nu sunt de natura taxelor colectate de la clienți și transmise statului având în vedere natura activității și mediul de reglementare:

- veniturile Societății se bazează pe tarifele aprobate de un alt reglementator decât cel care stabilește nivelul redevențelor;
- cheltuiala cu redevențele este un element luat în considerare la calcularea tarifului de transport.

Conform Ordinului ANRE nr.18/2019, în calitate de titular al licenței de operare a sistemului național de transport gaze naturale emisă de ANRE, în anul 2019 Societatea avea obligația de a plăti anual ANRE o contribuție bănească egală cu 2% din cifra de afaceri realizată din activitățile ce fac obiectul licențelor acordate iar începând cu 1 ianuarie 2020, conform Ordinului ANRE nr.1/2020, Societatea are obligația de a plăti anual ANRE un tarif pentru desfășurarea activităților din sectorul gazelor naturale pe bază de licență în cuantum de 0,062 lei MWh aplicat asupra cantității de gaze naturale transportate.

5.4 Creanțe pe termen lung

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE.

Societatea consideră că modificarea legislativă reprezintă o compensație pentru valoarea investițiilor efectuate pe care Societatea nu le va recupera prin tarif, implicit valoarea activului necorporal nerecuperat prin tarif, recunoscut pentru dreptul de a taxa utilizatorii.

Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții". Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare Societatea, aplică modelul bifurcat, înregistrând creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca un activ financiar, activul necorporal urmând a fi prezentat în situațiile financiare prin metoda reziduală, rezultată prin diminuarea valorii lucrărilor de construcții, realizate la valoarea justă, cu suma creanței pe termen lung (compensației) actualizate la data punerii în funcțiune a investiției.

Valoarea prezentă a fost determinată pe perioada rămasă a contractului de concesiune (anul 2032), deoarece se estimează că acesta nu va fi terminat înainte de termen (a se vedea Nota 3.9 (a)).

În anul 2019 a intrat în vigoare Ordinul ANRE nr. 41/2019 care prevede ajustarea valorii reglementate a activelor cu rata inflației. Societatea înregistrează valoarea actualizată a fluxurilor de trezorerie contractuale recalculate ca urmare a ajustării valorii activelor reglementate cu inflația și recunoște un câștig sau pierdere din modificare în contul de profit sau pierdere.

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE

Segmentele de raportare sunt stabilite în funcție de natura activităților pe care societatea le desfășoară: activitate reglementată, activitate nereglementată și alte activități. În calitate de operator de transport și de sistem, societatea raportează anual Autorității Naționale de Reglementare activitatea desfășurată pe cele patru segmente de raportare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Informațiile pe segmente furnizate consiliului de administrație care ia deciziile strategice pentru segmentele raportabile, aferente perioadei încheiate la 30 iunie 2020 sunt:

	Transport intern de gaz	Transport internațional de gaz	Echilibrare	Nealocat	Total
Venituri din activitatea de transport intern	677.824.044	-	-	-	677.824.044
Venituri din activitatea de transport internațional	-	59.230.535	-	-	59.230.535
Alte venituri	<u>13.908.587</u>			<u>8.065.641</u>	<u>21.974.228</u>
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	691.732.631	59.230.535	-	8.065.641	759.028.807
Amortizare	(86.852.471)	(16.350.422)	-	(1.675.590)	(104.878.483)
Cheltuieli de exploatare altele decât amortizarea	<u>(387.608.766)</u>	<u>(13.933.098)</u>	-	<u>(10.651.278)</u>	<u>(412.193.142)</u>
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	217.271.394	28.947.015	-	(4.261.227)	241.957.182
Venituri din activitatea de echilibrare			111.952.520		111.952.520
Cheltuieli cu gazele de echilibrare			(111.952.520)		(111.952.520)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12				673.000.461	673.000.461
Costul activelor construite conform cu IFRIC12				(673.000.461)	(673.000.461)
Profit din exploatare	217.271.394	28.947.015	-	(4.261.227)	241.957.182
Câștig financiar net					35.188.582
Profit înainte de impozitare					277.145.764
Impozit pe profit					(45.977.646)
Profit net					231.168.118
Active pe segmente	5.090.845.927	295.544.050	164.182.217	698.298.523	6.248.870.717
Datorii pe segmente	2.183.306.883	6.457.374	22.689.185	205.450.136	2.417.903.578
Cheltuieli de capital – creșteri ale activelor în curs de execuție	732.347.936	165.544	-	-	732.513.480
Cheltuieli nemonetare altele decât amortizarea	2.302.130	135.434	-	14.134	2.451.698

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Activele prezentate pentru cele două segmente operaționale principale cuprind în principal imobilizări corporale și necorporale, stocuri și creanțe și exclud în principal numerarul și conturile la bănci. Activele prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal stocuri de gaze naturale achiziționate în scopul echilibrării SNT și creanțe comerciale din activitatea de echilibrare.

Activele nealocate includ:

Imobilizări corporale și necorporale	32.262.605
Dreptul de utilizare a activelor luate în leasing	8.425.889
Imobilizări financiare	279.956.798
Numerar	375.617.789
Alte active	<u>2.035.442</u>
	698.298.523

Datoriile nealocate includ:

Impozit amânat	8.904.411
Impozit de plată	9.506.126
Dividende de plata	186.070.191
Alte datorii	<u>969.408</u>
	205.450.136

Datoriile prezentate pentru cele două segmente operaționale principale constau în datorii din exploatare și împrumuturile contractate de Societate pentru achiziționarea activelor destinate segmentelor respective. Datoriile prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal datorii comerciale din activitatea de echilibrare.

Cheltuielile nemonetare, altele decât amortizarea, constau în cheltuiala cu deprecierea creanțelor și cheltuiala cu deprecierea stocurilor, alte provizioane pentru riscuri.

	<u>Clienți interni</u>	<u>Clienți externi</u>	<u>Total</u>
Venituri din activitatea de transport intern	677.824.044		677.824.044
Venituri din activitatea de transport internațional		59.230.535	59.230.535
Alte venituri	<u>21.566.108</u>	<u>408.120</u>	<u>21.974.228</u>
	699.390.152	59.638.655	759.028.807

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

<i>Clienții interni cu peste 10% din total venituri includ:</i>	<u>Procent din total venit</u>
ENGIE ROMANIA S.A.	15%
OMV PETROM S.A..	15%
AIK Energy Romania	12%
SNGN ROMGAZ S.A.	10%

Toate activele Societății se află în România. Toate activitățile Societății se desfășoară în România.

Societatea are creanțe externe în sumă de 12.203.130 lei (31 decembrie 2019: 22.635.726 lei).

Segmentul *transport intern de gaz* cuprinde informațiile aferente activității de transport intern al gazelor naturale care este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare, precum și veniturile din exploatare și financiare aferente creanței pentru valoarea reglementată rămasă neamortizată a bazei de active reglementate la sfârșitul Acordului de Concesiune; segmentul *transport internațional de gaz* cuprinde informațiile aferente activității desfășurate prin conducte de transport fără transbordare pe teritoriul României, din care activitatea desfășurată pe conductele Isaccea 2 – Negru Vodă 2 și Isaccea 3 – Negru Vodă 3 nu este reglementată, tarifele aferente fiind stabilite pe baze comerciale prin negociere între părți iar activitatea desfășurată pe conducta Isaccea 1 – Negru Vodă 1 este reglementată începând cu 1 octombrie 2016; segmentul *echilibrare* cuprinde cheltuielile și veniturile aferente activității de echilibrare a sistemului național de transport, activitate desfășurată începând cu 1 decembrie 2015, neutră din punct de vedere financiar, orice profit sau pierdere din această activitate urmând a fi distribuită clienților pentru care sunt prestate servicii de transport intern; segmentul *nealocat* cuprinde activități cu o pondere scăzută în veniturile societății cum sunt: vânzări de active, chirii, redevențe.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Informațiile pe segmente furnizate consiliului de administrație care ia deciziile strategice pentru segmentele raportabile. aferente exercitiului încheiat la 30 iunie 2019 sunt:

	Transport intern de gaz	Transport internațional de gaz	Echilibrare	Nealocat	Total
Venituri din activitatea de transport intern	582.316.721	-	-	-	582.316.721
Venituri din activitatea de transport internațional	-	170.430.670	-	-	170.430.670
Alte venituri	10.188.311			12.058.104	22.246.415
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	592.505.032	170.430.670	-	12.058.104	774.993.806
Amortizare	(77.592.969)	(16.215.281)		(2.970.191)	(96.778.441)
Cheltuieli de exploatare altele decât amortizarea	(378.380.549)	(27.400.291)	-	(57.473.570)	(463.254.410)
Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12	136.531.514	126.815.098	-	(48.385.657)	214.960.955
Venituri din activitatea de echilibrare			183.208.419		183.208.419
Cheltuieli cu gazele de echilibrare			(183.208.419)		(183.208.419)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12				297.898.108	297.898.108
Costul activelor construite conform cu IFRIC12				(297.898.108)	(297.898.108)
Profit din exploatare	136.531.514	126.815.098	-	(48.385.657)	214.960.955
Câștig financiar net					16.765.415
Profit înainte de impozitare					231.726.370
Impozit pe profit					(36.225.436)
Profit net					195.500.934
Active pe segmente	3.881.360.522	336.328.929	118.995.709	994.594.171	5.331.279.331
Datorii pe segmente	1.339.445.269	17.524.299	44.463.501	276.635.725	1.678.068.794
Cheltuieli de capital – creșteri ale activelor în curs de execuție	349.788.426	-	-	8.393	349.796.819
Cheltuieli nemonetare altele decât amortizarea	42.698.419	1.005.010	-	233.438	43.936.867

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)

Activele prezentate pentru cele două segmente operaționale principale cuprind în principal imobilizări corporale și necorporale, stocuri și creanțe și exclud în principal numerarul și conturile la bănci. Activele prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal stocuri de gaze naturale achiziționate în scopul echilibrării SNT și creanțe comerciale din activitatea de echilibrare.

Activele nealocate includ:

Imobilizări corporale și necorporale	33.698.739
Dreptul de utilizare a activelor luate în leasing	9.986.232
Imobilizări financiare	68.246.157
Numerar	879.420.418
Alte active	<u>3.242.625</u>
	994.594.171

Datoriile nealocate includ:

Impozit amânat	15.479.085
Dividende de plată	258.675.425
Alte datorii	<u>2.481.215</u>
	276.635.725

Datoriile prezentate pentru cele două segmente operaționale principale constau în datorii din exploatare și împrumuturile contractate de Societate pentru achiziționarea activelor destinate segmentelor respective. Datoriile prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal datorii comerciale din activitatea de echilibrare.

Cheltuielile nemonetare, altele decât amortizarea, constau în cheltuiala cu deprecierea creanțelor și cheltuiala cu deprecierea stocurilor, alte provizioane pentru riscuri.

Serviciile de transport internațional sunt efectuate pentru mai mulți clienți externi, în timp ce activitatea de transport intern este efectuată pentru mai mulți clienți interni.

	<u>Clienți interni</u>	<u>Clienți externi</u>	<u>Total</u>
Venituri din activitatea de transport intern	581.847.493	469.228	582.316.721
Venituri din activitatea de transport internațional	267.787	170.162.883	170.430.670
Alte venituri	<u>21.651.452</u>	<u>594.963</u>	<u>22.246.415</u>
	603.766.732	171.227.074	774.993.806

Clienții interni cu peste 10% din total venituri includ:

Procent din total venit

ENGIE ROMANIA S.A.	17%
OMV PETROM GAS SRL	10%
SNGN ROMGAZ S.A.	11%

Toate activele Societății se află în România. Toate activitățile Societății se desfășoară în România.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

7. IMOBILIZĂRI CORPORALE

	Terenuri și clădiri	Active din sistemul de transport	Alte mijloace fixe	Active în curs	Total
La 30 iunie 2019					
Cost la 1 ianuarie 2019	280.188.081	957.069.630	278.280.052	5.278.644	1.520.816.407
Amortizare cumulată	(153.962.398)	(636.565.831)	(215.368.858)	-	(1.005.897.087)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(1.656.183)	(1.656.183)
Valoare contabilă netă inițială	<u>126.225.683</u>	<u>320.503.799</u>	<u>62.911.194</u>	<u>3.622.461</u>	<u>513.263.137</u>
Intrări	-	-	-	11.031.464	11.031.464
Reclasificare	1.178.503	-	27.885	-	1.206.388
Transferuri	94.704	-	4.062.525	(4.157.229)	-
Ieșiri (valoare netă)	(5.635)	-	(37.378)	-	(43.013)
Cheltuiala cu amortizarea	(3.794.066)	(15.414.346)	(11.479.325)	-	(30.687.737)
Valoare contabilă netă finală	<u>123.699.189</u>	<u>305.089.453</u>	<u>55.484.901</u>	<u>10.496.696</u>	<u>494.770.239</u>
Cost	281.444.076	957.068.832	278.491.379	12.152.878	1.529.157.165
Amortizare cumulată	(157.744.887)	(651.979.379)	(223.006.478)	-	(1.032.730.744)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(1.656.182)	(1.656.182)
Valoare contabilă netă finală	<u>123.699.189</u>	<u>305.089.453</u>	<u>55.484.901</u>	<u>10.496.696</u>	<u>494.770.239</u>
La 31 decembrie 2019					
Valoare contabilă netă finală	<u>123.699.189</u>	<u>305.089.453</u>	<u>55.484.901</u>	<u>10.496.696</u>	<u>494.770.239</u>
Intrări	-	-	-	11.774.886	11.774.886
Transferuri	701.472	-	1.4164.269	(14.865.741)	-
Ieșiri (valoare netă)	301	(302)	(3.067)	-	(3.068)
Cheltuiala cu amortizarea	(2.887.081)	(15.395.122)	(11.854.038)	-	(30.136.241)
Valoare contabilă netă finală	<u>121.513.881</u>	<u>289.694.029</u>	<u>57.792.065</u>	<u>7.405.841</u>	<u>476.405.816</u>
Cost	282.132.936	957.068.832	289.379.956	9.062.024	1.537.643.748
Amortizare cumulată	(160.619.055)	(667.374.803)	(231.587.891)	-	(1.059.581.749)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(1.656.183)	(1.656.183)
Valoare contabilă netă finală	<u>121.513.881</u>	<u>289.694.029</u>	<u>57.792.065</u>	<u>7.405.841</u>	<u>476.405.816</u>
La 30 iunie 2020					
Valoare contabilă netă inițială	<u>121.513.881</u>	<u>289.694.029</u>	<u>57.792.065</u>	<u>7.405.841</u>	<u>476.405.816</u>
Intrări	-	-	-	13.543.687	13.543.687
Transferuri	1.497.675	-	12.542.974	(14.040.649)	-
Ieșiri (valoare netă)	(52.065)	-	(2.949)	-	(55.014)
Cheltuiala cu amortizarea	(3.053.997)	(15.370.908)	(11.687.775)	-	(30.112.680)
Valoare contabilă netă finală	<u>119.905.494</u>	<u>274.323.121</u>	<u>58.644.315</u>	<u>6.908.879</u>	<u>459.781.809</u>
Cost	283.539.783	957.068.572	295.248.898	8.565.061	1.544.422.314
Amortizare cumulată	(163.634.289)	(682.745.451)	(236.604.583)	-	(1.082.984.323)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(1.656.182)	(1.656.182)
Valoare contabilă netă finală	<u>119.905.494</u>	<u>274.323.121</u>	<u>58.644.315</u>	<u>6.908.879</u>	<u>459.781.809</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

7. IMOBILIZĂRI CORPORALE (CONTINUARE)

Valoarea contabilă brută a activelor amortizate integral, utilizate în continuare, este de 293.899.461 lei (31 decembrie 2019: 292.791.713 lei).

La data de 30 iunie 2020, avansurile acordate pentru achiziția de immobilizări corporale în valoare de 366.000 lei sunt prezentate la active în curs (366.000 lei la 31 decembrie 2019).

Cu privire la activele dezvoltate de Societate care sunt complementare prestării serviciilor conform acordului de concesiune, statul are opțiunea de achiziție a acestor active la sfârșitul acordului de concesiune. Societatea nu are obligația de a păstra aceste active până la sfârșitul acordului de concesiune și îi este permis să le vândă. Aceste active nu se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12. Toate celelalte active aferente desfășurării activității de transport intern și care fac parte din sistemul național de transport al gazelor, inclusiv îmbunătățirile făcute ulterior semnării acordului de concesiune și care trebuie predate către ANRM la sfârșitul acordului de concesiune se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12.

Activele folosite pentru prestarea serviciilor de transport internațional pe conductele Isaccea 2 – Negru Vodă 2 și Isaccea 3 – Negru Vodă 3 nu se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12.

Societatea nu amortizează immobilizările corporale aprobate la casare.

8. ACORDUL DE CONCESIUNE A SERVICIILOR

În mai 2002, Societatea a încheiat un acord de concesiune a serviciilor („ACS”) cu ANRM, care îi dă Societății dreptul să opereze conductele principale (conductele magistrale) ale sistemului național de transport gaz pe o perioadă de 30 de ani. Înainte de încheierea acestui acord, conductele erau în administrarea Societății conform Legii Domeniului Public nr. 213/1998, HG nr. 491/1998 și HG nr. 334 din 2000 prin care se înființează Societatea. Toate modernizările sau îmbunătățirile efectuate de Societate la sistem sunt considerate parte a sistemului și devin proprietatea ANRM la sfârșitul duratei lor de viață utilă. Societatea nu poate vinde sau casa nici un activ care face parte din sistemul național de transport; ieșirile se pot face numai cu aprobarea Statului.

La expirarea acordului, activele aparținând domeniului public existente la momentul semnării acordului și toate investițiile realizate în sistem vor reveni Statului. Societatea deține și va dezvolta alte active care nu fac parte direct din sistemul național de transport gaz, ci reprezintă active complementare pentru operațiunile de transport de gaz. ANRM are opțiunea de a cumpăra aceste active la finalul acordului de concesiune la valoarea justă.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

8. ACORDUL DE CONCESIUNE A SERVICIILOR (CONTINUARE)

Termenii principali ai Acordului de concesiune sunt următorii:

- Societatea are dreptul de a opera direct activele care fac obiectul Acordului de concesiune și de a aplica și colecta tarife de transport intern și internațional de la clienți în schimbul serviciilor furnizate; Societatea este singura entitate autorizată să opereze conductele sistemului național de transport gaz, nefiind permise nici un fel de sub-concesionări;
- Orice modificare a tarifelor trebuie propusă de Societate și apoi aprobată de ANRE;
- Societatea este scutită de la plata taxelor de import pentru activele achiziționate în scopul operării, îmbunătățirii sau dezvoltării sistemului;
- anual, Societatea trebuie să publice capacitatea disponibilă a sistemului pentru anul următor, până la 30 octombrie;
- anual, trebuie să se răspundă comenzilor clienților până la 30 noiembrie, iar ANRM trebuie informată în legătură cu toate comenzile refuzate decise de conducerea Societății;
- Societatea trebuie să mențină un nivel specific de funcționare (garantat printr-un program minim obligatoriu de investiții);
- redevențele sunt plătite ca procentaj (până la 30 septembrie 2007: 5%. începând cu octombrie 2007: 10%) din venitul brut din operarea sistemului național de transport (transport intern și internațional);
- toate cheltuielile de exploatare pentru operarea sistemului sunt suportate de Societate;
- Societatea poate anula acordul prin notificarea ANRM cu 12 luni înainte;
- ANRM poate anula acordul printr-o notificare cu 6 luni înainte, dacă Societatea nu respectă clauzele contractuale; aceasta are și opțiunea de a anula acordul cu o notificare de 30 de zile din motive de „interes național”; în acest caz, Societatea va primi compensații egale cu profitul mediu net al ultimilor 5 ani înmulțit cu durata rămasă a acordului.

Acordul de concesiune nu include o clauză de prelungire automată.

Nu s-au făcut modificări ale termenilor Acordului de concesiune după luna iunie 2003, cu excepția aprobării planurilor minimale de investiții.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

9. IMOBILIZĂRI NECORPORALE

	Active aferente <u>ACS</u>	Programe informatic <u>informatic</u>	Imobilizări necorporale <u>în curs</u>	<u>Total</u>
La 30 iunie 2019				
Cost la 1 ianuarie 2019	6.157.978.033	54.061.094	521.560.905	6.733.600.032
Amortizare cumulată	(3.944.317.080)	(49.919.119)	-	(3.994.236.199)
Ajustare pentru depreciere	-	-	(7.014.250)	(7.014.250)
Creanta Acord de concesiune	(551.741.263)	-	-	(551.741.263)
Amortizare active creanta AC	<u>121.196.619</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>121.196.619</u>
Valoare contabilă netă inițială	1.783.116.309	4.141.975	514.546.655	2.301.804.939
Intrări	-	-	338.765.355	338.765.355
Reclasificari	(1.206.388)	-	-	(1.206.388)
Transferuri	4.810.347	1.234.472	(6.044.819)	-
Amortizare	(81.378.094)	(1.074.878)	-	(82.452.972)
Ajustare pentru depreciere	-	-	(2.128.526)	(2.128.526)
Creanta Acord de concesiune	(1.134.890)	-	-	(1.134.890)
Amortizare active creanță AC	15.791.755	-	-	15.791.755
Valoare contabilă netă finală	1.719.999.039	4.301.569	845.138.665	2.569.439.273
Cost	6.161.581.992	55.295.566	854.281.441	7.071.158.999
Amortizare cumulată	(4.025.695.174)	(50.993.997)	-	(4.076.689.171)
Ajustare pentru depreciere	-	-	(9.142.776)	(9.142.776)
Creanta Acord de concesiune	(552.876.153)	-	-	(552.876.153)
Amortizare active creanta AC	<u>136.988.374</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>136.988.374</u>
Valoare contabilă netă finală	1.719.999.039	4.301.569	845.138.665	2.569.439.273
La 31 decembrie 2019				
Valoare contabilă netă inițială	1.719.999.039	4.301.569	845.138.665	2.569.439.273
Intrări	-	-	576.792.792	576.792.792
Reclasificari	-	-	(590)	(590)
Transferuri	31.454.517	876.891	(32.331.408)	-
Amortizare	(82.759.649)	(1.494.211)	-	(84.253.860)
Creanta Acord de concesiune	(20.737.838)	-	-	(20.737.838)
Amortizare active creanță AC	17.316.294	-	-	17.316.294
Valoare contabilă netă finală	1.665.272.363	3.684.249	1.389.599.459	3.058.556.071
Cost	6.193.036.508	56.172.457	1.398.742.236	7.647.951.201
Amortizare cumulate	(4.108.454.822)	(52.488.208)	-	(4.160.943.030)
Ajustare pentru depreciere	-	-	(9.142.777)	(9.142.777)
Creanta Acord de concesiune	(573.613.990)	-	-	(573.613.990)
Amortizare active creanță AC	<u>154.304.667</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>154.304.667</u>
Valoare contabilă netă	1.665.272.363	3.684.249	1.389.599.459	3.058.556.071
La 30 iunie 2020				
Valoare contabilă netă inițială	1.665.272.363	3.684.249	1.389.599.459	3.058.556.071
Intrări	-	-	718.969.791	718.969.791
Transferuri	726.073.004	1.797.116	(727.870.120)	-
Ieșiri	(2.245)	-	-	(2.245)
Amortizare	(92.487.318)	(1.419.168)	-	(93.906.486)
Creanta Acord de concesiune	(165.136.529)	-	-	(165.136.529)
Amortizare active creanta AC	<u>18.791.890</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>18.791.890</u>
Valoare contabilă netă finală	2.152.511.165	4.062.197	1.380.699.130	3.537.272.492
Cost	6.919.105.180	57.969.573	1.389.841.907	8.366.916.660
Amortizare cumulată	(4.200.940.052)	(53.907.376)	-	(4.254.847.428)
Ajustare pentru depreciere	-	-	(9.142.777)	(9.142.777)
Creanta Acord de concesiune	(738.750.520)	-	-	(738.750.520)
Amortizare active creanță AC	<u>73.096.557</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>73.096.557</u>
Valoare contabilă netă	2.152.511.165	4.062.197	1.380.699.130	3.537.272.492

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

9. IMOBILIZĂRI NECORPORALE (CONTINUARE)

Cantitatea minimă de gaze naturale din SNT necesară asigurării presiunilor și debitelor la consumatorii finali în condiții contractuale (zestrea SNT) este recunoscută în valoarea drepului de utilizare, ca activ necorporal. La 30 iunie 2020 zestrea SNT este de 478.754 MWh și are o valoare de 34.454.939 lei. La 31 decembrie 2019 zestrea SNT era de 398.504 MWh și avea valoarea de 28.997.944 lei).

În perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020 Societatea a capitalizat cheltuieli cu amortizarea de 1.729.417 lei (în anul 2019 Societatea a capitalizat cheltuieli cu amortizarea de 3.695.598 lei).

La data de 30 iunie 2020, avansurile acordate pentru achiziția de lucrări de dezvoltare a sistemului național de transport în valoare de 46.957.995 lei sunt prezentate la immobilizări necorporale în curs (42.259.826 lei la 31 decembrie 2019).

La data de 31 decembrie 2019 avansurile acordate în valoare de 89.008.440 reprezentând avans conform contract pentru achiziția de materiale, au fost clasificate la creanțe comerciale și alte creanțe. La data de 30 iunie 2020 avansurile în sold în valoare de 42.724.443 lei reprezintă avansuri pentru lucrări de dezvoltare SNT, acestea fiind prezentate la poziția de immobilizări necorporale.

Durata de viață rămasă a immobilizărilor necorporale este prezentată la Nota 3.5 și Nota 3.8.

Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing (IFRS 16)

De la 1 ianuarie 2019 societatea aplică IFRS 16 pentru contractele de închiriere care îndeplinesc criteriile de recunoaștere și a recunoscut ca activ necorporal un drept de utilizare aferent contractelor de închiriere:

	Active luate în leasing conform IFRS16
Cost la 1 ianuarie 2020	12.254.498
Amortizare cumulată	(2.895.319)
Valoare contabilă netă inițială	<u>9.359.179</u>
Intrări	515.588
Amortizare	(1.448.878)
Valoare contabilă netă finală la 30 iunie 2020	<u>8.425.889</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

10. IMOBILIZARI FINANCIARE

Activele financiare constau în participații necotate în următoarele societăți:

Societatea	Activitate	%	%	30 iunie	31 decembrie
		Procent deținut 2020	Procent deținut 2019	2020	2019
Resial SA	Producție	68,16	68,16	18.116.501	18.116.501
	Producție distribuție și furnizare gaz				
Mebis SA		17,47	17,47	6.461.736	6.461.736
Phaedra's SHA	Transport gaz	33,33	33,33	308.909	308.909
Eurotransgaz	Transport gaz	100	100	279.956.798	215.886.809
Minus ajustări pentru deprecierea investițiilor în: Resial SA, Mebis SA și Phaedra's SHA				<u>(24.887.146)</u> <u>279.956.798</u>	<u>(24.887.146)</u> <u>215.886.809</u>

Participația în Resial SA

Acțiunile deținute la Resial SA au fost obținute în decembrie 2003 ca urmare a unei proceduri de recuperare a creanțelor datorate de un client. Resial SA a intrat în procedură de lichidare în 2006; procedura este desfășurată de un executor judecătoresc numit de instanța de judecată și este în afara controlului Societății, motiv pentru care participația nu este consolidată și este înregistrată la cost mai puțin ajustarea pentru depreciere constituit la 100% din cost. Împrumutul acordat la Resial SA este de asemenea ajustat în întregime. Conducerea nu se așteaptă ca Societatea să recupereze vreo sumă din această participație și Societatea nu garantează niciun fel de obligații reziduale pentru Resial SA.

Participația în Mebis SA

Acțiunile deținute la Mebis SA au fost obținute în februarie 2004 ca urmare a unei proceduri de recuperare a creanțelor datorate de un client. Mebis SA este în procedură de lichidare, motiv pentru care participația în Mebis SA a fost ajustată în întregime. Societatea nu are nici un fel de obligații față de Mebis SA.

Participația în Societatea cu Răspundere Limitată „Eurotransgaz” SRL

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.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

10. IMOBILIZARI FINANCIARE (CONTINUARE)

În anul 2018 Transgaz a participat la majorarea capitalului social al EUROTRANSGAZ cu suma de 9.735.000 eur în vederea funcționării și asigurării surselor financiare necesare achiziției Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz.

În anul 2019 Transgaz a participat la majorarea capitalului social al EUROTRANSGAZ cu suma de 31.467.089 euro și 83.471.503 lei moldovenești în vederea funcționării și asigurării surselor financiare necesare derulării programului de investiții al Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz.

În semestrul I al anului 2020 Transgaz a participat la majorarea capitalului social al EUROTRANSGAZ cu suma de 13.347.264 euro în vederea funcționării și asigurării surselor financiare necesare derulării programului de investiții al Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz.

Participația în „Phaedra’s SHA”

Consortiului format din Reganosa, Transgaz și BERD a depus o ofertă pentru participarea în cea de-a doua rundă a procesului de privatizare a 66% din compania DESFA, operatorul elen al rețelei de transport gaze naturale. Consortiul nu a câștigat licitația pentru achiziția DESFA, Phaedra’s SHA este în lichidare iar societatea a înregistrat o ajustare pentru depreciere de 100% din cost.

În cazul activelor financiare deținute de Transgaz, respectiv Mebis SA, Phaedra S.A și Resial SA aplicarea IFRS 9 nu are nici un impact, aceste active fiind măsurate la valoarea justă prin contul de profit și pierdere și s-au constituit ajustări de depreciere în procent de 100%.

Titlurile de participare deținute la Eurotransgaz S.R.L. reprezintă investiție de capital recunoscută conform IFRS 9, la data tranzacției fiind măsurată la valoarea sa justă de la data tranzacționării, fiind evaluat, după recunoașterea inițială, la cost.

11. STOCURI

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Stoc de gaze	64.121.251	83.752.821
Gaze naturale pentru consum degaze în SNT	46.412.322	39.924.352
Piese de schimb și materiale	77.346.768	77.127.360
Materiale în custodie la terți	247.937.377	316.599.072
Ajustări pentru deprecierea stocurilor	<u>(33.786.306)</u>	<u>(29.369.960)</u>
	<u>402.031.412</u>	<u>488.033.645</u>

Prin Ordinul ANRE nr. 160/2015 se stabilesc obligațiile societății privind echilibrarea sistemului național de transport. în calitate de operator de transport și de sistem.

În cadrul materialelor în custodie la terți sunt cuprinse stocuri în valoare 198.001.892 lei achiziționate de societate pentru realizarea proiectului BRUA faza I și 40.278.998 lei pentru proiectul „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”.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

11. STOCURI (CONTINUARE)

Mișcările în contul de ajustări sunt analizate mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Ajustare la 1 ianuarie	29.369.960	28.762.730
(Venit)/cheltuială cu ajustări pentru deprecierea stocurilor (Nota 23)	<u>4.416.346</u>	<u>607.230</u>
Ajustare la sfârșitul perioadei	<u>33.786.306</u>	<u>29.369.960</u>

În cursul anului 2019 au fost constituite ajustări pentru deprecierea stocurilor conform Notei 3.10.

12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Creanțe comerciale	571.407.224	698.747.784
Avansuri către furnizori de bunuri și servicii	94.716	89.161.237
Împrumut către Resial SA (Nota 10)	1.770.346	1.770.346
Creanța privind valoarea reglementată rămasă neamortizată la încetarea acordului de concesiune	928.747.581	723.921.414
Împrumuturi nerambursabile cu caracter de subvenții	3.127.035	3.127.035
Alte creanțe	126.445.957	132.971.050
Ajustare pentru deprecierea creanțelor comerciale	(399.541.337)	(407.023.748)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe	<u>(46.266.994)</u>	<u>(32.886.504)</u>
	<u>1.185.784.528</u>	<u>1.209.788.614</u>

Societatea a contestat administrativ decizia de impunere privind obligații fiscale suplimentare de plată în valoare de 25.409.833 lei emisă de ANAF constând în impozit pe profit, TVA, penalități și majorări de întârziere și a constituit o ajustare. Societatea a achitat sumele menționate în decizia de impunere pentru a putea desfășura activitatea în direcțiile impuse de management și pentru a facilita obținerea finanțării proiectelor viitoare.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE (CONTINUARE)

Avansurile acordate de Societate în cadrul relațiilor contractuale sunt garantate de furnizori cu scrisori de garanție bancară.

La 30 iunie 2020, suma de 11.268.385 lei (31 decembrie 2019: 25.442.815 lei) reprezentând creanțe comerciale și alte creanțe net este exprimată în monedă străină dintre care 13% în USD (31 decembrie 2019: 5%) și 87% în EUR (31 decembrie 2019: 95%).

Potrivit Ordinului ANRE nr.41/2019 valoarea activelor recunoscute în Baza de Active Reglementată se ajustează cu inflația. Societatea a recalculat valoarea creanței privind Acordul de Concesiune și a recunoscut un câștig în valoare de 27.749.154 lei în conformitate cu IFRS 9.

Analiza creanțelor comerciale conform IFRS9 este următoarea:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Curente și nedepreciate		
Creanțe tranzit	9.683.239	21.230.996
Creanțe incerte si in insolventa	133.639.251	183.501.584
Creanțe parti afiliate	237.074.833	224.451.479
Alte creanțe comercile	191.009.901	269.563.725
Creanțe debitori diverși	<u>14.784.218</u>	<u>-</u>
	586.191.442	698.747.784
Depreciere		
Creanțe tranzit	-	-
Creanțe incerte si in insolventa	133.639.235	182.858.709
Creanțe parti afiliate	186.912.818	172.569.149
Alte creanțe comercile	78.989.284	51.595.890
Creanțe debitori diversi	<u>13.380.489</u>	<u>-</u>
Total depreciere	412.921.826	407.023.748
 Total creanțe comerciale net de provizion	 173.269.616	 291.724.036

IFRS 9 introduce un model nou privind anticiparea pierderilor din depreciere, bazat pe pierderile așteptate, model care presupune recunoașterea anticipată a pierderilor din deprecierea creanțelor. Standardul prevede ca entitățile să înregistreze pierderile anticipate din depreciere creanțelor din momentul recunoașterii inițiale a instrumentelor financiare și totodată să recunoască pierderile anticipate din depreciere pe întreaga durată de viață a acestora. Valoarea pierderilor anticipate va fi actualizată pentru fiecare perioadă de raportare astfel încât să reflecte modificările în riscul de credit față de recunoașterea inițială.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE (CONTINUARE)

În vederea aplicării IFRS 9 asupra creanțelor deținute, în baza aplicării unui model de estimare a pierderii, au fost reconsiderate categoriile de clienți, pornind de la principiul IFRS 9 de anticipare a unui risc de neîncasare aferent creanțelor curente.

Pentru estimarea riscului de neîncasare aferent creanțelor comerciale s-a aplicat un procent de neîncasare în funcție de categoriile de risc astfel:

- Creanțe transport internațional – creanțe fără risc de încasare la termen;
- Creanțe incerte sau în litigiu altele decât părți afiliate - creanțe cu risc crescut de neîncasare care fac obiectul unor acțiuni în instanță. Sunt calculate ajustări pentru depreciere în procent de 100% din valoarea creanței;
- Creanțe părți afiliate – creanțele fără risc sunt provizionate pe tranșe de vechime, respectiv: în intervalul 31-60 un procent de 10%, 61-90 un procent de 20%, 91-120 un procent de 30%, 121-150 un procent de 35%, 151-180 un procent de 60% iar cele peste 181 cu un procent de 100%. Creanțele incerte și care fac obiectul unor acțiuni în instanță sunt provizionate cu până la 100% din valoarea creanței. Pentru creanțele care nu fac obiectul unor acțiuni în instanță și prezintă risc de neîncasare se constituie provizion de 100% în cazul celor care depășesc 30 de zile și de 5% în cazul celor curente.
- Clienți diverși (alte creanțe comerciale și creanțe debitori diverși) - creanțele fără risc sunt provizionate pe tranșe de vechime, în intervalul 31-60 un procent de 10%, 61-90 un procent de 20%, 91-120 un procent de 30%, 121-150 un procent de 35%, 151-180 un procent de 60% iar cele peste 181 cu un procent de 100%. Creanțele incerte și care fac obiectul unor acțiuni în instanță sunt provizionate cu până la 100% din valoarea creanței. Pentru creanțele care nu fac obiectul unor acțiuni în instanță și prezintă risc de neîncasare se constituie provizion de 100% în cazul celor care depășesc 30 de zile și de 5% în cazul celor curente.

Mișcările în contul de ajustări sunt analizate mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Ajustare la 1 ianuarie	439.910.253	359.649.877
(Venit)/cheltuiala cu ajustarea pentru clienți incerti (Nota 23)	<u>5.898.078</u>	<u>80.260.376</u>
Ajustare la sfârșitul perioadei	<u>445.808.331</u>	<u>439.910.253</u>

În cursul anului 2020 au fost constituite ajustări pentru creanțe de la societăți în insolvență sau societăți care au întâmpinat dificultăți financiare semnificative.

Societatea ajustează veniturile din transport în cazul în care este puțin probabil să colecteze contraprestația la care va avea dreptul în schimbul bunurilor sau serviciilor care vor fi transferate clientului.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

13. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR

	30 iunie 2020	31 decembrie 2019
Numerar în bancă în lei	319.584.837	103.525.100
Numerar în bancă în devize	55.522.411	207.427.515
Alte echivalente de numerar	<u>510.541</u>	<u>185.546</u>
	<u>375.617.789</u>	<u>311.138.161</u>

Numerarul în bancă în devize este denominat în majoritate în EUR.

La data de 30 iunie 2020 Societatea are constituite garanții în favoarea terților două scrisori de garanție bancară în valoare totală de 11.000.000 lei emise de Banca Comercială Română, valabile până la data de 31.03.2021.

Scrisorile sunt garantate cu depozite colaterale de aceeași valoare, sumele aferente fiind indisponibilizate până la expirarea unei perioade de 5 zile lucrătoare care urmează expirării valabilității scrisorilor.

Rata medie ponderată a dobânzii efective aferente depozitelor bancare pe termen scurt a fost de 2,29% la 30 iunie 2020 (0,98% la 31 decembrie 2019) iar aceste depozite au scadența maximă de 30 zile, cu excepția celor menționate la paragraful anterior.

14. CAPITAL SOCIAL ȘI PRIMĂ DE EMISIUNE

	Număr de acțiuni ordinare	Capital social	Primă de emisiune	Total
IFRS				
La 31 decembrie 2019	11.773.844	117.738.440	247.478.865	365.217.305
La 30 iunie 2020	11.773.844	117.738.440	247.478.865	365.217.305
Ajustarea capitalului social la hiperinflație cumulată la 31 decembrie 2003	<u>-</u>	<u>441.418.396</u>	<u>-</u>	<u>441.418.396</u>
La 31 decembrie 2019.				
30 iunie 2020	<u>11.773.844</u>	<u>559.156.836</u>	<u>247.478.865</u>	<u>806.635.701</u>

Numărul autorizat de acțiuni ordinare este de 11.773.844 (31 decembrie 2019: 11.773.844) cu o valoare nominală de 10 lei fiecare. Fiecare acțiune reprezintă un vot. Structura acționariatului la 30 iunie 2020 este următoarea:

	Număr de acțiuni ordinare	Valoare statutară (lei)	Procentaj (%)
Statul Român, reprezentat de Secretariatul General al Guvernului	6.888.840	68.888.400	58,5097
Alți acționari	<u>4.885.004</u>	<u>48.850.040</u>	<u>41,4903</u>
	<u>11.773.844</u>	<u>117.738.440</u>	<u>100,0000</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

14. CAPITAL SOCIAL ȘI PRIMĂ DE EMISIUNE (CONTINUARE)

Structura acționariatului la 31 decembrie 2019 este următoarea:

	Număr de acțiuni ordinare	Valoare statutară (lei)	Procentaj (%)
Statul Român, reprezentat de Secretariatul General al Guvernului	6.888.840	68.888.400	58,5097
Alți acționari	<u>4.885.004</u>	<u>48.850.040</u>	<u>41,4903</u>
	<u>11.773.844</u>	<u>117.738.440</u>	<u>100,0000</u>

În contabilitatea statutară, înainte de 1 ianuarie 2012, Societatea a inclus în capitalul social rezerve din reevaluare pentru reevaluările efectuate înainte de 31 decembrie 2001. În scopul întocmirii prezentelor situații financiare în conformitate cu IFRS EU, astfel de majorări nu au fost recunoscute întrucât ajustările la hiperinflație pentru mijloace fixe erau recunoscute anual în situația rezultatului global până la 31 decembrie 2003. Prin urmare, în aceste situații financiare, Societatea a înregistrat doar capitalul social din aport în numerar sau în natură, ajustat la inflație de la data aportului inițial la 31 decembrie 2003 iar majorarea capitalului social care a avut loc după 1 ianuarie 2004 a fost recunoscută în termeni nominali.

15. ALTE REZERVE. REZERVE LEGALE ȘI REZULTATUL REPORTAT

Alte rezerve

Înainte de adoptarea IFRIC 12, o rezervă corespunzătoare activelor aparținând domeniului public (Notele 3.8 și 5.2) a fost inclusă în capitalurile proprii cu titlul de „Rezerva domeniului public” la valoarea activelor respective retratate în funcție de inflație până la 1 ianuarie 2004. Aceasta a fost redenumită „Alte rezerve” la adoptarea IFRIC 12 (Nota 3.5), pentru a reflecta modificarea statusului activelor aferente.

Rezerva legală

În conformitate cu legislația românească și cu actul constitutiv al Societății, aceasta trebuie să transfere cinci procente din profitul din situațiile financiare statutare într-o rezervă statutară de până la 20% din capitalul social statutar. Soldul rezervei statutare, care nu este disponibil pentru distribuție la 30 iunie 2020, este în sumă de 23.547.688 lei (31 decembrie 2019: 23.547.688 lei). Rezerva legală este inclusă în „Rezultatul reportat” în aceste situații financiare.

Distribuția dividendelor

În cursul anului 2020, Societatea a declarat și distribuit un dividend în valoare de 15,47 lei/acțiune aferent profitului anului anterior (2019: 21,66 lei/acțiune). Totalul dividendelor declarate din profitul anului 2019 este de 182.141.366,68 lei (dividende declarate din profitul anului 2018: 255.021.461,04 lei).

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

16. ÎMPRUMUTURI PE TERMEN LUNG

Valoarea împrumuturilor pe termen lung înregistrate de societate la 30 iunie 2020:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
BEI 83644RO	242.115.000	238.965.000
BEI 88825RO	242.115.000	238.965.000
BCR	186.000.000	186.000.000
BERD	<u>277.938.000</u>	<u>-</u>
	<u>948.168.000</u>	<u>663.930.000</u>

Banca Europeană de Investiții ("BEI")

Societatea a semnat cu BEI următoarele împrumuturi pentru finanțarea proiectului "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului National de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" ("BRUA Faza 1"):

- Contract de împrumut nr.83644RO încheiat în data de 27.10.2017 pentru suma de 50 milioane EUR, dobândă fixă, maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului.
- Contract de împrumut nr.88825RO încheiat în data de 14.12.2017 pentru suma de 50 milioane EUR, cu tragere în Lei sau EUR (la alegerea Societății), cu dobânda fixă sau variabilă (la alegerea Societății), maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului.

Societatea a semnat cu BEI Contractul de împrumut nr.89417RO în data de 17.12.2018 în scopul finanțării proiectului „Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre” (Marea Neagră – Podișor), pentru suma de 50 milioane EUR, maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului. Contractul fiind de tip deschis permite utilizarea împrumutului în Lei sau în EUR (la alegerea Societății), cu dobândă fixă sau variabilă (la alegerea Societății).

În data de 24 ianuarie 2019 Societatea a semnat un contract de împrumut cu Banca Europeană de Investiții pentru suma de 100 milioane EUR, maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului, în scopul finanțării proiectului „Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre”.

Angajamentele financiare asumate prin contractele de împrumut obligă Societatea să respecte încadrarea în limitele negociate ale următorilor indicatori financiari: Raportul datoriiilor nete totale față de RAB propriu al împrumutatului, Rata de îndatorare netă și Rata de acoperire a dobânzii.

În cursul anului 2017 Societatea a încasat, din Contractul de împrumut nr.83644RO, prima tranșă, de 15 milioane EUR, eliberată de BEI în data de 30 noiembrie 2017, în data de 28 februarie 2018 a fost încasată a doua tranșă de împrumut de 15 milioane EUR iar în 30 aprilie 2018 a fost încasată a treia tranșă de 20 milioane EUR.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

16. ÎMPRUMUTURI PE TERMEN LUNG (CONTINUARE)

Scadența împrumutului 83644RO de la BEI este prezentată mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
În termen de 1 an	12.589.980	2.867.580
Între 1 și 5 ani	77.476.800	73.601.220
Peste 5 ani	<u>152.048.220</u>	<u>162.496.200</u>
	<u>242.115.000</u>	<u>238.965.000</u>

În cursul anului 2019 Societatea a încasat din Contractul de împrumut nr.88825RO două tranșe totalizând 50 milioane EUR.

Scadența împrumutului 88825RO de la BEI este prezentată mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
În termen de 1 an	-	-
Între 1 și 5 ani	70.544.025	55.333.340
Peste 5 ani	<u>171.570.975</u>	<u>183.631.660</u>
	<u>242.115.000</u>	<u>238.965.000</u>

Valoarea contabilă a împrumuturilor pe termen scurt aproximează valoarea justă a acestora.

Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare ("BERD")

Societatea a semnat cu Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare în data de 23 februarie 2018 un contract în valoare de 278 milioane lei, echivalentul a 60 milioane euro, pentru finanțarea proiectului BRUA.

Împrumutul a fost încasat integral în două tranșe egale: în data de 29 aprilie 2020, respectiv în data de 29 mai 2020.

Scadența împrumutului BERD este prezentată mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
În termen de 1 an	11.117.520	-
Între 1 și 5 ani	88.940.160	-
Peste 5 ani	<u>177.880.320</u>	-
	<u>277.938.000</u>	-

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

16. ÎMPRUMUTURI PE TERMEN LUNG (CONTINUARE)

Banca Comercială Română (BCR)

Societatea a semnat în data de 24.04.2019 contractul nr. 20190409029 cu Banca Comercială Română pentru angajarea finanțării în sumă de 186 milioane lei, echivalentul a 40 milioane EUR, cu trageri și rambursări în lei, maturitate 15 ani, perioadă de grație rambursare principal de 3 ani, dobândă variabilă, în scopul finanțării proiectului “Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria” (“BRUA Faza 1”).

Împrumutul BCR este încasat integral iar scadența acestuia este prezentată mai jos:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
În termen de 1 an	7.440.000	-
Între 1 și 5 ani	59.520.000	29.760.000
Peste 5 ani	<u>119.040.000</u>	<u>156.240.000</u>
	186.000.000	186.000.000

Expunerea împrumuturilor Societății la modificările ratei dobânzii se prezintă astfel:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Rata variabilă a dobânzii	706.053.000	424.965.000

17. VENITURI ÎNREGISTRATE ÎN AVANS

Veniturile înregistrate în avans constau în taxe de racordare aplicate clienților pentru racordarea acestora la sistemul național de transport al gazelor naturale, în active preluate cu titlu gratuit pentru conectarea la rețea, fondurile nerambursabile și dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar. Societatea utilizează taxa de racordare pentru a realiza racordarea la sistemul național de transport a obiectivelor clientului. Veniturile înregistrate în avans (prezentate drept „venituri din taxe de racordare”) sunt înregistrate la venituri pe perioada în care sunt amortizate activele aferente și care estimează durata relației cu clientul (Nota 22).

În baza contractelor de racordare se construiește infrastructura necesară asigurării capacității de transport estimată a fi utilizată pe perioada acordului de concesiune.

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Sold inițial	669.915.709	541.987.503
Creșteri	4.446.628	151.274.740
Sume înregistrate la venituri (Nota 22)	<u>(14.266.110)</u>	<u>(23.346.534)</u>
Sold final	<u>660.096.227</u>	<u>669.915.709</u>

Valoarea de 43.602.852 lei reprezentând partea curentă a veniturilor înregistrate în avans este prezentată la datorii comerciale și alte datorii.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

17. VENITURI ÎNREGISTRATE ÎN AVANS (CONTINUARE)

Soldul veniturilor în avans este compus din:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Racorduri și bunuri primite cu titlu gratuit	239.571.557	249.756.541
Finanțare nerambursabilă	<u>420.524.670</u>	<u>420.159.168</u>
	<u>660.096.227</u>	<u>669.915.709</u>

Societatea a obținut din partea Uniunii Europene prin Agenția Națională pentru Inovare și Rețele (INEA), pentru proiectul BRUA, un grant în valoare de 1.519.342 Euro, reprezentând 50% din cheltuielile eligibile estimate, acordat pentru finanțarea proiectării pentru cele trei stații de comprimare din cadrul proiectului (Podișor, Bibești și Jupa) și un grant în valoare de 179.320.400 Euro, reprezentând 40% din cheltuielile eligibile estimate, acordat pentru finanțarea lucrărilor de implementare a proiectului BRUA Faza I.

Pentru finanțarea lucrărilor de implementare a proiectului BRUA Faza I s-au încasat cu titlu de prefinanțare următoarele sume: 25.834.489,60 EUR (în anul 2016), 13.839.087,37 EUR (în anul 2018) și 29.192.463,92 EUR în anul 2019.

Societatea derulează formalitățile necesare prelungirii duratei contractului de finanțare, urmare a prelungirii termenelor de finalizare a proiectului BRUA faza I.

Societatea a semnat în data de 22.11.2018 cu Ministerul Fondurilor Europene AM POIM Contractul de Finanțare nr.226 care are ca obiect acordarea finanțării nerambursabile pentru implementarea proiectului cod MYSMIS 2014 – 122972 „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” în cadrul Obiectivului specific 8.2 – Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine. Valoarea finanțării nerambursabile este de 214.496.026,71 lei, adică 32,53% din valoarea cheltuielilor eligibile. Pentru finanțarea lucrărilor de implementare a proiectului „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” s-a încasat cu titlul de rambursare cheltuieli eligibile suma de 12.320.482,64 lei.

Societatea a semnat în data de 18.06.2020 cu Ministerul Fondurilor Europene, în calitate de Autoritate de Management pentru Programul Operațional Capital Uman, Contractul de Finanțare nr.POCU/685/3/8/132556 pentru implementarea proiectului „TransGasFormation” Cod 132556 în sumă de 624.326 euro.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

18. IMPOZIT PE PROFIT

Cheltuiala cu impozitul pe profit

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Cheltuiala cu impozitul pe profit – curent	44.933.617	46.536.662
Impozit amânat – impactul diferențelor temporare	<u>1.044.029</u>	<u>(10.311.226)</u>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	<u>45.977.646</u>	<u>36.225.436</u>

În trimestrul II 2020 și trimestrul II 2019, Societatea a calculat impozit pe profit la rata de 16% aplicată profitului determinat în conformitate cu legislația românească.

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Profit înainte de impozitare	277.145.764	231.726.370
Cheltuiala teoretică cu impozitul la rata statutară de 16% (2019: 16%)	44.343.322	37.076.219
Cheltuieli nedeductibile, net	<u>1.634.324</u>	<u>(850.783)</u>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	<u>45.977.646</u>	<u>36.225.436</u>
Datoria aferenta impozitului pe profit, curentă	<u>9.506.126</u>	<u>15.479.085</u>

Amortizarea ajustărilor de hiperinflație a imobilizărilor corporale reprezintă cheltuială deductibilă odată cu adoptarea IFRS EU ca și cadru de raportare statutară.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

18. IMPOZIT PE PROFIT (CONTINUARE)

Impozit amânat

Impozitul amânat de plată și de recuperat sunt evaluate la rata efectivă de impozitare de 16% la 30 iunie 2020 (30 iunie 2019: 16%). Impozitul amânat de plată și de recuperat precum și cheltuielile cu/(veniturile din) impozit amânat recunoscute în situația rezultatului global sunt atribuibile următoarelor elemente:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>Mișcare</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2019</u>	<u>Mișcare</u>	<u>30 iunie 2019</u>	<u>Mișcare</u>	<u>1 ianuarie</u> <u>2019</u>
Impozit amânat de plată							
Imobilizări corporale și necorporale	94.259.942	670.007	93.589.935	23.575.281	70.014.654	(4.224.760)	74.239.414
Impozit amânat de recuperat							
Provizion pentru							
Beneficiile angajaților	(19.473.926)	-	(19.473.926)	(1.872.017)	(17.601.909)	-	(17.601.909)
Riscuri și cheltuieli	(2.385.500)	1.940.624	(4.326.124)	(3.138.578)	(1.187.546)	1.748.685	(2.936.231)
Creanțe și alte active	<u>(63.496.105)</u>	<u>(1.566.602)</u>	<u>(61.929.503)</u>	<u>(4.695.293)</u>	<u>(57.234.210)</u>	<u>(7.835.151)</u>	<u>(49.399.059)</u>
	<u>8.904.411</u>	<u>1.044.029</u>	<u>7.860.382</u>	<u>13.869.393</u>	<u>(6.009.011)</u>	<u>(10.311.226)</u>	<u>4.302.215</u>

Datoria privind impozitul pe profit amânat aferentă imobilizărilor corporale și necorporale este determinată de faptul că: a) în valoarea fiscală a imobilizărilor necorporale nu se include actualizarea cu rata inflației; și b) bunurile de natura domeniului public nu reprezintă active amortizabile din punct de vedere fiscal indiferent de modul în care sunt reflectate în contabilitate. Societatea a înregistrat în anul 2019 o pierdere din ajustarea impozitului amânat aferentă anilor precedenți în valoare de 19.391.459 lei. Nu au fost retratate informațiile pentru perioadele anterioare nefiind o eroare semnificativă.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

18. IMPOZIT PE PROFIT (CONTINUARE)

Sumele prezentate în situația poziției financiare cuprind următoarele:

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Obligații/creanțe privind impozitul amânat în mai mult de 12 luni conform raportării	<u>8.904.411</u>	<u>7.860.382</u>

19. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

Datorii pe termen scurt

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Datorii comerciale	63.136.133	120.521.636
Furnizori de mijloace fixe	209.492.366	68.607.676
Dividende de plată	186.070.191	4.436.759
Datorii aferente redevențelor	23.323.919	47.331.297
Alte impozite	20.729.961	25.618.942
Sume de plată către angajați	14.546.460	16.097.811
TVA neexigibilă	7.121.706	13.654.334
Venituri în avans	43.602.852	22.186.787
Garantii servicii transport	6.390.578	24.299.678
Avansuri servicii transport	10.479.649	37.720.694
Alte datorii	<u>50.472.968</u>	<u>40.002.402</u>
	<u>635.366.783</u>	<u>420.478.016</u>

Datorii pe termen lung

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
Garantii servicii transport	11.838.921	46.167.789
Alte datorii	<u>6.354.655</u>	<u>7.111.049</u>
	<u>18.193.576</u>	<u>53.278.838</u>

La 30 iunie 2020, din totalul datoriilor comerciale și a altor datorii suma de 43.664.691 lei (31 decembrie 2019: 57.259.331 lei) este exprimată în monedă străină, în special în EUR

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

20. PROVIZIOANE PENTRU RISCURI ȘI CHELTUIELI

	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
<i>Provizion curent</i>		
Provizion pentru litigii	46.660.347	47.211.887
Provizion contract de mandat	2.575.281	2.575.281
Provizion pentru participarea salariaților la profit	8.522.588	15.833.774
Provizion concedii neefectuate	<u>1.801.051</u>	<u>6.618.768</u>
	<u>59.559.267</u>	<u>72.239.710</u>

Participarea salariaților la profit se calculează în limita a 10% din profitul net dar nu mai mult de nivelul unui salariu de bază mediu lunar realizat în exercițiul financiar de referință.

În anul 2017 unul dintre administratorii Societății din perioada 2013-2017 a deschis acțiune în instanță în vederea recuperării unor sume de bani reprezentând diferență neachitată. sume despre care consideră că i se cuvin ca urmare a contractului de mandat pe care l-a derulat în perioada 2014-2016. Pentru această cauză Societatea a constituit un provizion pentru litigii în valoare de 876.882 lei.

Societatea face obiectul unei investigații a Consiliului Concurenței privind modul în care s-au derulat proceduri de atribuire a unor contracte de achiziție de lucrări derulate de Transgaz în perioada 2009-2011, înainte de implementarea managementului privat conform prevederilor OUG109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice. Investigația declanșată de Consiliul Concurenței este un factor de risc asupra companiei deoarece în cadrul acestei investigații societatea ar putea fi sancționată prin aplicarea unei amenzi contravenționale aplicată la cifra de afaceri. Datorită incertitudinilor pe care le implică investigațiile derulate de Consiliul Concurenței, Societatea a constituit în anul 2019 un provizion pentru litigii în valoare de 41.758.087 lei. Societatea a contractat servicii pentru monitorizarea angajamentelor asumate.

21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

Beneficiile angajaților

Conform contractului colectiv de muncă, Societatea trebuie să plătească angajaților la momentul pensionării o sumă compensatorie egală cu un anumit număr de salarii calculate ca media salariilor lunare realizate în ultimele 12 luni, în funcție de perioada lucrată în industria gazieră, condițiile de lucru, etc. Valoarea actualizată a provizionului a fost determinată pe baza Metodei Factorului de Credit Proiectat. Beneficiile la pensionare primite de un angajat au fost mai întâi majorate cu valoarea contribuțiilor angajatorului și apoi fiecare beneficiu a fost actualizat ținându-se cont de rotația angajaților, de concedieri și de probabilitatea de supraviețuire până la pensionare. Numărul anilor până la pensionare a fost calculat ca diferența dintre vârsta de pensionare și vârsta la data raportării. Media previzionată a perioadei de muncă rămasă a fost calculată pe baza numărului de ani până la pensionare, ținând cont deasemenea de rata concedierilor, rata rotației angajaților și probabilitatea de supraviețuire.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (CONTINUARE)

Ipoteze 2019

Valoarea provizionului a fost calculată individual pentru fiecare angajat/beneficiar distinct al companiei utilizând metoda de calcul actuarial și având în vedere Standardele Internaționale de Contabilitate, în special standardul IAS 19. Provizionul este calculat ținând cont de obligațiile pe termen lung asumate de către companie prin contractul colectiv de muncă. Ipotezele de calcul și specificațiile pentru realizarea modelului de calcul au fost stabilite având la baza experiența anterioară a societății și un set de ipoteze privind experiența viitoare a societății. Cele mai importante ipoteze utilizate sunt prezentate în continuare:

- pentru beneficiul constând în salarii de bază plătite la pensionare acest beneficiu se plătește pentru salariații companiei care ajung la pensionare.

- vârsta ca număr de ani întregi, evaluată pornind de la data nașterii comunicată de către societate pentru fiecare beneficiar. Valoarea maximă posibilă a vârstei a fost considerată ca fiind 100 de ani, aceasta fiind valoarea maximă definită în tabelele de mortalitate disponibile.

- fiecare persoană primește integral beneficiul anual la care are dreptul, în funcție de probabilitatea de supraviețuire anualizată.

- Probabilitatea de supraviețuire individuală a fost evaluată în funcție de vârsta fiecărei persoane la data de 31 decembrie 2019 și reprezintă probabilitatea ca o persoană cu anumită vârstă la data de 31 decembrie 2019 să supraviețuiască până la un moment dat de timp în viitor.

- rata de plecare a angajaților utilizată în calcul a fost stabilită folosind o abordare conservativă, mai mici decât cele calculate pe baza experienței anterioare a companiei, aceasta fiind o ipoteză pe care am considerat-o rezonabilă pe baza informațiilor furnizate de către companie.

- ratele de plecare a angajaților sunt importante în contextul în care angajații pleacă din cadrul companiei și nu mai primesc beneficiul. Valoarea provizionului pentru cele două beneficii acordate de către companie acoperă beneficiile pe care firma le va plăti angajaților ei curenți, care supraviețuiesc până la momentul plății fiecărui beneficiu și au fost în mod continuu angajații companiei;

- Parametrii și ipotezele de calcul folosite, privind evoluția indicelui prețurilor de consum, a randamentului investițional anual mediu și a procentului de modificare anuală a salariului au fost estimați începând cu anul 2023 pentru a ține cont de valoarea care reprezintă nivelul țintă al inflației pentru zona Euro; pentru perioada 2019-2022 valorile au fost stabilite pentru a asigura o progresie naturală până la nivelul anului 2023, ținând cont de valorile prognozate de către Banca Națională a României.

- Parametrii și ipotezele de calcul folosite privind ratele de mortalitate sunt preluate din tabele de mortalitate publicate de Institutul Național de Statistică iar valorile pentru ratele de plecare au fost estimate pe baza datelor furnizate de către companie dar și pe baza experienței anterioare în realizarea unor evaluări similare.

La 30 iunie Societatea a menținut calculul actuarial efectuat la 31 decembrie 2019, serviciile de calcul actuarial fiind contractate pentru întocmirea situațiilor financiare anuale.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (CONTINUARE)

Mișcarea în provizionul pentru beneficiile angajaților:

1 ianuarie 2018	<u>99.462.665</u>
din care:	
Termen scurt	3.608.726
Termen lung	95.853.939
Costul dobânzii	3.850.418
Costul serviciului curent	5.582.701
Plățile din provizioane în cursul anului	(3.326.292)
Câștigul/Pierdere actuarială aferentă perioadei	4.442.437
31 decembrie 2018	<u>110.011.929</u>
din care:	
Termen scurt	2.939.793
Termen lung	107.072.136
Costul dobânzii	4.217.605
Costul serviciului curent	6.119.488
Plățile din provizioane în cursul anului	(3.273.756)
Câștigul/Pierdere actuarială aferentă perioadei	4.636.774
31 decembrie 2019	<u>121.712.040</u>
din care:	
Termen scurt	1.853.432
Termen lung	119.858.608

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

22. ALTE VENITURI

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Venituri din penalități pentru plata cu întârziere, aplicate clienților	2.722.110	6.051.099
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	14.266.110	11.136.939
Venituri din vanzarea materialelor reziduale	1.982.633	492.760
Venituri din chirii	762.516	790.192
Venituri din materiale recuperate	539.341	882.222
Alte venituri din exploatare	<u>1.701.518</u>	<u>2.893.203</u>
	<u>21.974.228</u>	<u>22.246.415</u>

23. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Pierdere / (câștig) din deprecierea creanțelor	5.898.078	50.177.410
Cheltuieli de sponsorizare	1.142.000	393.000
Utilități	3.798.290	4.172.279
Prime de asigurare	352.173	458.040
Cheltuieli de întreținere	944.092	608.750
Cheltuieli cu securitatea și paza	10.050.942	11.507.816
Servicii de pregătire profesională	615.899	454.984
Telecomunicații	2.516.535	1.430.511
Pierdere neta din cedarea de mijloace fixe	(156.791)	(124.163)
Comisioane bancare și alte comisioane	1.034.406	1.613.028
Chirii	556.140	568.972
Pierdere din creanțe	3.868	-
Pierdere / (câștig) din deprecierea stocurilor	4.416.346	(373.183)
Cheltuieli cu studii și cercetare	-	128.500
Cheltuieli de marketing și protocol	63.345	92.191
Penalități și amenzi	271.146	1.644.083
Rezervare capacitate de înmagazinare gaze	5.535.493	1.961.168
Cheltuieli privind deprecierea imobilizărilor necorporale	-	2.128.527
Altele	<u>11.129.574</u>	<u>12.345.987</u>
	<u>48.171.536</u>	<u>89.187.900</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

24. CHELTUIELI CU ANGAJAȚII

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Salarii și indemnizații	193.007.511	174.020.600
Cheltuieli cu asigurările și protecția socială	13.045.471	11.487.731
Alte cheltuieli cu angajații	<u>853.505</u>	<u>3.494.868</u>
	<u>206.906.487</u>	<u>189.003.199</u>

Numărul mediu de salariați în cursul exercițiului financiar:

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Personal muncitor	2.482	2.625
Personal TESA	<u>1.680</u>	<u>1.637</u>
	<u>4.162</u>	<u>4.262</u>

25. VENITURI /(CHELTUIELI) FINANCIARE NETE

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Venituri din diferențe de curs valutar	1.320.032	21.129.150
Venituri din dobânzi	13.287.413	12.022.753
Alte venituri financiare	<u>27.809.177</u>	<u>46.820</u>
Venituri financiare	42.416.622	33.198.723
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(7.228.040)	(16.421.752)
Cheltuieli cu dobânda	-	(11.556)
Cheltuieli financiare	<u>(7.228.040)</u>	<u>(16.433.308)</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

25. VENITURI /(CHELTUIELI) FINANCIARE NETE (CONTINUARE)

Potrivit Ordinului ANRE nr.41/2019 valoarea activelor recunoscute în Baza de Active Reglementată se ajustează cu inflația. Societatea a recalculat valoarea creanței privind Acordul de Concesiune și a recunoscut un câștig în valoare de 27.749.154 lei în conformitate cu IFRS 9.

26. NUMERAR GENERAT DIN EXPLOATARE

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Profit înainte de impozitare	277.145.764	231.726.370
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	104.878.483	96.778.441
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	(156.791)	(124.163)
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	(12.680.443)	(7.995.886)
Provizioane pentru investiții	-	2.128.527
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	(14.266.110)	(11.136.939)
Ajustarea Creanta privind Acordul de Concesiune	(27.749.154)	-
Pierdere din creanțe și debitori diversi	3.868	-
Ajustări pentru deprecierea creanțelor	5.898.078	50.177.410
Venituri din dobânzi	(13.287.413)	(12.022.753)
Pierdere/ (castig) din deprecierea stocurilor	4.416.346	(373.183)
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	6.365.535	3.337.623
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	330.568.163	352.495.447
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	56.537.639	174.045.421
(Creștere)/descreștere stocuri	81.585.887	(125.198.753)
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	(177.139.372)	19.313.505
Numerar generat din exploatare	291.552.317	420.655.620

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE

Părțile sunt considerate afiliate dacă una din părți are capacitatea de a controla cealaltă parte, de a exercita o influență semnificativă asupra celeilalte părți în luarea de decizii financiare sau operaționale, dacă se află sub control comun cu altă parte, dacă există o asociere în participație în cadrul căreia entitatea este asociat sau este membru al conducerii după cum este descris în IAS 24 „Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate”. În evaluarea fiecărei relații posibile cu părțile afiliate accentul cade pe esența acestei relații și nu neapărat pe forma sa juridică. Părțile afiliate pot încheia tranzacții pe care părțile neafiliate nu le pot încheia iar în cazul tranzacțiilor între părți afiliate nu se vor aplica aceiași termeni, condiții și valori ca pentru părțile neafiliate.

Pe parcursul perioadelor încheiate la 30 iunie 2020 și 30 iunie 2019 s-au efectuat următoarele tranzacții cu părți afiliate și următoarele solduri erau de plată / de încasat de la părți afiliate la datele respective:

i) Compensații acordate membrilor consiliului de administrație și conducerii

	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
Salarii plătite membrilor consiliului de administrație și conducerii	7.508.690	9.781.355
Contribuțiile sociale ale Societății	<u>168.944</u>	<u>220.080</u>
	<u>7.677.634</u>	<u>10.001.435</u>

Pe parcursul perioadelor încheiate la 30 iunie 2020 și 30 iunie 2019 nu au fost acordate avansuri și credite administratorilor și conducerii Societății cu excepția avansurilor din salarii și cele pentru deplasări în interesul serviciului iar aceștia nu datorează nicio sumă Societății la sfârșitul perioadei provenind din aceste avansuri.

Provizionul pentru contractul de mandat este prezentat la Nota 20.

Societatea nu are obligații contractuale legate de pensii față de foști directori și administratori ai Societății.

ii) Împrumut către o parte afiliată

	30 iunie 2020	31 decembrie 2019
Împrumut către Resial SA	1.770.346	1.770.346
Minus ajustarea pentru deprecierea împrumutului	<u>(1.770.346)</u>	<u>(1.770.346)</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>

Dividendele distribuite sunt prezentate în Nota 15. Redevențele plătite sunt prezentate în Nota 3.8.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

iii) Venituri de la părți afiliate – servicii furnizate (fără TVA)

<u>Relație</u>		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	75.677.798	87.872.333
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	1.022.099	1.059.719
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	27.015.281	33.972.672
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	2.232.122	-
Termo Calor Pitesti	Entitate aflată sub control comun	873.940	-
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>32.615.846</u>	<u>46.354.862</u>
		139.437.086	169.259.586

iv) Vânzări alte bunuri și servicii (fără TVA)

<u>Relație</u>		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	2.135	969
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	44.758	20.993
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	-	387.981
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	215.079	213.904
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	154	-
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>89.883</u>	<u>78</u>
		352.009	623.925

v) Vânzări gaze – activitatea de echilibrare (fără TVA)

<u>Relație</u>		Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020	Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	2.869.712	6.351.188
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	7.959.502	1.062.875
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	3.527.183	2.612.813
Termo Calor Pitesti	Entitate aflată sub control comun	1.645.406	-
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	1.697.197	15.557.854
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>7.387.977</u>	<u>11.296.868</u>
		25.086.977	36.881.598

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

vi) Creanțe de la părți afiliate (net de ajustări)

	<u>Relație</u>	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	11.611.503	20.178.007
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	810.806	235.032
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	13.886.069	19.089.977
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	1.154.276	1.577.907
Termo Calor Pitesti	Entitate aflată sub control comun	(1.795)	(19.181)
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	6.880.234	19.821.687
Vestmoldtransgaz SRL	Entitate aflată sub control comun	41.142	102.853
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	<u>3.643</u>	<u>-</u>
		<u>34.385.878</u>	<u>60.986.282</u>

vii) Creanțe clienți – activitatea de echilibrare (net de ajustări)

	<u>Relație</u>	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	8.271.268	925.753
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	-	4.144.671
Electrocentrale Bucuresti	Entitate aflată sub control comun	4.137.783	1.973.340
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	2.271.653	1.238.865
Termo Calor Pitesti	Entitate aflată sub control comun	20.105	122.677
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>1.075.327</u>	<u>3.596.095</u>
		<u>15.776.136</u>	<u>12.001.401</u>

viii) Achiziții de gaz de la părți afiliate (fără TVA)

	<u>Relație</u>	<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020</u>	<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	<u>45.844.601</u>	<u>52.758.797</u>
		<u>45.844.601</u>	<u>52.758.797</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

ix) Achiziții de servicii de la părți afiliate (alte servicii – fără TVA)

<u>Relație</u>		<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020</u>	<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	13.176	-
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	3.277	3.369
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	(449.085)	472.050
		<u>(432.632)</u>	<u>475.419</u>

x) Achiziții de gaz - activitatea de echilibrare (fără TVA)

<u>Relație</u>		<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2020</u>	<u>Perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	7.935.225	5.979.632
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	164.029	583.368
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	1.576.904	7.657.455
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	81.882	-
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	2.890.422	616.822
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	13.152.642	22.406.008
		<u>25.801.104</u>	<u>37.243.285</u>

xi) Datorii către părți afiliate din furnizare de gaze naturale (cu TVA)

<u>Relație</u>		<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	18.389.917	18.117.465
		<u>18.389.917</u>	<u>18.117.465</u>

xii) Datorii către părți afiliate din servicii (alte servicii – cu TVA)

<u>Relație</u>		<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	1.753	1.722.034
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	490	454
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	649	817.722
		<u>2.892</u>	<u>2.540.210</u>

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)

xiii) Datorii către furnizorii – activitatea de echilibrare (cu TVA)

	<u>Relație</u>	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	1.287.592	1.371.051
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	4.554	61.253
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	9.937	563.026
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	-	1.745.405
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	1.868	525.679
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>229.145</u>	<u>8.367.448</u>
		<u>1.533.096</u>	<u>12.633.862</u>

xiv) Garanții de la părți afiliate (scrisori de garanție bancară)

	<u>Relație</u>	<u>30 iunie 2020</u>	<u>31 decembrie 2019</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	20.186.746	33.849.251
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	1.761.474	1.000
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	1.000	1.000
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>22.608.258</u>	<u>22.882.012</u>
		<u>44.557.478</u>	<u>56.733.263</u>

28. REZULTATUL PE ACȚIUNE

Acțiunile Societății sunt cotate la prima categorie a Bursei de Valori București.

Rezultatul de bază pe acțiune este calculat prin împărțirea profitului atribuit deținătorilor de capitaluri ai Societății la numărul mediu de acțiuni ordinare existente pe parcursul anului.

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2020</u>	Perioada de trei luni încheiată la <u>30 iunie 2019</u>
Profit atribuit deținătorilor de capital ai Societății	231.168.118	195.500.934
Media ponderată a numărului de acțiuni	11.773.844	11.773.844
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei pe acțiune)	19,63	16,6

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

29. TRANZACȚII SEMNIFICATIVE CARE NU AU IMPLICAT NUMERAR

Compensări

Aproximativ 0,11% din creanțe au fost decontate prin tranzacții care nu au implicat ieșiri de numerar pe parcursul perioadei încheiate la 30 iunie 2020 (30 iunie 2019: 0,45%). Tranzacțiile reprezintă în principal vânzări de produse și servicii în schimbul materiilor prime și serviciilor sau compensări cu clienți și furnizori în cadrul ciclului de exploatare.

Tranzacții barter

Nu au fost efectuate tranzacții barter în semestru I 2020 și semestrul I 2019.

30. CONTINGENȚE. ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE

i) Angajamente

Acordul de concesiune a serviciilor (A.C.S. - Nota 8 prevede că, la sfârșitul acordului, ANRM are dreptul de a primi înapoi toate bunurile proprietate publică existente la momentul la care acordul a fost semnat și toate investițiile care se fac la sistemul național de transport, în conformitate cu programul de investiții prevăzut în acordul de concesiune a serviciilor. Societatea mai are și alte obligații referitoare la acordul de concesiune, ce sunt descrise în Nota 8.

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE, după cum este prezentat și în Nota 3.18.

La 30 iunie 2020 valoarea obligațiilor contractuale ferme pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale este de 965.028.267 lei.

Eurotransgaz SRL, societatea înființată și deținută de Transgaz în Moldova, a fost desemnată câștigătoare a concursului investițional de privatizare a complexului patrimonial unic "Întreprindere de Stat Vestmoldtransgaz", care operează conducta de transport gaze naturale Iași-Ungheni pe teritoriul Moldovei în următoarele condiții: achitarea prețului de vânzare și realizarea de investiții în următorii doi ani pentru construirea unui gazoduct între Ungheni și Chișinău precum și a instalațiilor necesare operării acestei conducte.

Societatea este garantor în contractul de împrumut încheiat în data de 24 ianuarie 2019 între Banca Europeană de Investiții și Eurotransgaz, în valoare de 38 milioane euro, în scopul finanțării construcției de către Vestmoldtransgaz SRL a conductei de transport gaze naturale Ungheni Chișinău.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

30. CONTINGENȚE. ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE(CONTINUARE)

ii) Impozitare

Sistemul de impozitare din România este într-o fază de consolidare și armonizare cu legislația europeană. Totuși, încă există interpretări diferite ale legislației fiscale. În România, exercițiul fiscal rămâne deschis pentru verificare fiscală timp de 5 ani. Conducerea Societății consideră că obligațiile fiscale incluse în aceste situații financiare sunt prezentate adecvat și că nu este necesară constituirea de provizioane suplimentare pentru acoperirea incertitudinilor legate de tratamentele fiscale.

iii) Polițe de asigurare

Societatea nu deține polițe de asigurare aferente operațiunilor, reclamațiilor cu privire la produse sau pentru datoria publică. Societatea are polițe de asigurare pentru clădiri și polițe de răspundere civilă obligatorie pentru parcul auto. Mai mult, Societatea a contractat asigurări de răspundere profesională pentru membrii consiliului de administrație și pentru 54 de manageri în 2020 (54 de manageri în 2019).

iv) Aspecte legate de mediu

Reglementările în domeniul mediului sunt în curs de dezvoltare în România și Societatea nu a înregistrat nici un fel de obligații la 30 iunie 2020 și 31 decembrie 2019 referitoare la cheltuieli anticipate care includ onorarii juridice și de consultanță, analiza locațiilor, elaborarea și implementarea de măsuri de recuperare legate de protecția mediului. Conducerea Societății consideră că nu există obligații semnificative legate de aspecte de mediu.

v) Acțiuni în instanță și alte acțiuni

Pe parcursul activității normale a Societății au fost efectuate plângeri împotriva acesteia. Societatea are pe rol litigii pentru lipsă folosință terenuri ocupate cu obiective SNT, litigii comerciale și de muncă. Pe baza propriilor estimări și a consultanței interne și externe, conducerea Societății este de părere că nu vor fi înregistrate pierderi materiale care să depășească provizioanele care au fost constituite în aceste situații financiare și nu are cunoștință de circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

În 2012, Societatea a primit o solicitare de date și informații în cadrul investigației Consiliului Concurenței deschise prin Ordinul 759 din 29 septembrie 2011 și extinsă prin Ordinul 836 din 1 noiembrie 2011. Solicitări suplimentare de date și informații în cadrul investigației Consiliului Concurenței au fost primite în 2015. Societatea a furnizat datele și informațiile solicitate.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

30. CONTINGENȚE. ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE (CONTINUARE)

Începând cu data de 6 iunie 2016, Societatea face obiectul unei inspecții desfășurate de Comisia Europeană - Direcția Generală Concurență în temeiul art. 20. alin (4) din Regulamentul (CE) nr 1/2003 al Consiliului Uniunii Europene privind punerea în aplicare a normelor de concurență prevăzute la art. 81 și 82 din Tratatul CE devenite art. 101 și respectiv 102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene. Pe baza propriilor estimări, conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință (Nota 20).

În anul 2020 un administrator are deschisă acțiune în instanță în vederea recuperării unor sume de bani reprezentând diferență neachitată sume despre care consideră că i se cuvin ca urmare a contractului de mandat pe care s-a derulat în perioada 2015-2017. Pe baza propriilor estimări conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

Societatea este în procedură de arbitraj cu Bulgargaz EAD care solicită restituirea sau achitarea cantității de gaze naturale din conducta de transport gaze naturale Isaccea 1- Negru Vodă 1. Societatea nu recunoaște pretențiile și pe baza propriilor estimări, consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

Societatea are calitate de intervenient în cadrul unei proceduri prin care un utilizator de rețea solicită anularea hotărârii ANRE din anul 2017 privind interpretarea și aplicarea prevederilor art. 99 din Codul rețelei. Există un număr de șapte hotărâri pronunțate de către Curtea de Apel București care consfințesc legalitatea hotărârilor comisiei ANRE pronunțate în spețe având același obiect. În anul 2020 utilizatorul de rețea a deschis procedură și solicită în instanță recalcularea tarifului de depășire a capacității rezervate pentru intervalul noiembrie 2016 – februarie 2017 și plata sumei de 57.444.164 lei. Pe baza propriilor estimări conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

vi) Politici guvernamentale în sectorul de gaz din România

ANRE este o instituție publică autonomă și stabilește tarifele pentru activitatea de transport gaze naturale aplicate de Societate. Este posibil ca Agenția să decidă implementarea de modificări ale strategiilor guvernamentale în sectorul de gaze care să determine modificări ale tarifelor aprobate pentru Societate și, astfel, să aibă un impact semnificativ asupra veniturilor Societății. În același fel, guvernul român ar putea decide modificarea redevenței aplicate Societății pentru utilizarea activelor parte a domeniului public conform ACS.

În acest moment nu se pot stabili efectele, dacă ele vor exista, viitoarelor politici guvernamentale în sectorul de gaze din România asupra valorii activului și pasivului Societății.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

30. CONTINGENȚE. ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE (CONTINUARE)

Există interpretări diferite ale legislației în vigoare. În anumite situații ANRE poate trata în mod diferit anumite aspecte procedând la calculul unor tarife suplimentare și a unor penalități de întârziere. Conducerea Societății consideră că obligațiile sale către ANRE sunt prezentate adecvat în aceste situații financiare.

vii) Situația politică și economică din Ucraina

Societatea are contracte pentru transportul gazelor din Rusia spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări. De asemenea, România importă anual o parte din necesarul de gaze transportate prin conductele Societății. Este posibil ca Gazprom Export să oprească livrările de gaze transportate intern sau internațional prin România sau ca Ucraina să împiedice tranzitul gazelor livrate de Gazprom Export pe teritoriul său.

viii) Impactul COVID-19

În contextul pandemiei COVID-19 Societatea cooperează cu autoritățile și întreprinde măsurile necesare pentru a asigura prestarea serviciului de transport gaze naturale în condiții de siguranță și pentru a asigura siguranța personalului. Societatea a întocmit și publicat un plan de măsuri aprobat de Consiliul de Administrație care are rolul de a minimiza efectele epidemiei asupra sănătății și securității salariaților și de a asigura continuitatea serviciului de transport gaze naturale și siguranța Sistemului Național de Transport.

Societatea prestează un serviciu public de interes național fiind inclusă în segmentul reglementat al pieței interne de gaze naturale. Activitatea de transport gaze naturale este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.

Societatea urmărește realizarea indicatorilor prevăzuți în Bugetul de Venituri și Cheltuieli pentru anul 2020 și asigurarea surselor de finanțare necesare derulării programului de investiții a cărui ritm de realizare ar putea fi influențat de capacitatea firmelor contractante de a asigura echipamentele și personalul necesar derulării lucrărilor în contextul situațiilor de izolare sau carantină generate de COVID-19.

Modificările legislative adoptate oferă posibilitatea întreprinderilor mici și mijlocii de a amâna plata utilităților, ceea ce ar putea avea indirect un impact și asupra activității Societății. Deși există încă multe incertitudini, în acest moment considerăm că impactul pe termen scurt al acestor modificări legislative asupra activității și recuperabilității valorii activelor Societății nu va fi unul semnificativ.

31. ONORARII PERCEPUTE DE AUDITORUL STATUTAR

Onorariile aferente exercițiului financiar încheiat la 31 decembrie 2019 percepute de BDO Audit SRL, facturate în anul 2020, sunt: 174.989 lei (fara TVA) pentru audit statutar și 14.880 lei (fără TVA) pentru alte servicii decât cele de audit statutar.

Onorariile aferente exercițiului financiar încheiat la 31 decembrie 2019 percepute de BDO Audit SRL, facturate în anul 2019, sunt: 79.682 lei (fără tva) pentru revizie limitată la 30 iun 2019 și 116.882 lei (fără TVA) pentru alte servicii decât cele de audit statutar.

NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE INTERIMARE
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)

32. VENITURI ȘI COSTURI DIN CONSTRUCȚIA DE ACTIVE

În conformitate cu IFRIC 12 veniturile și costurile din construcția rețelei trebuie recunoscute în conformitate cu IFRS 15 „Venituri din contracte cu clienți”.

	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2020</u>	Perioada de șase luni încheiată la <u>30 iunie 2019</u>
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	673.000.461	297.898.108
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	(673.000.461)	(297.898.108)

Societatea nu obține profit din activitatea de construcție, valoarea veniturilor fiind egală cu cea a costurilor din această activitate.

33. EVENIMENTE ULTERIOARE DATEI BILANȚULUI

În luna iulie 2020 Transgaz a participat la majorarea capitalului social al EUROTRANSGAZ cu suma de 480.067 euro pentru finanțarea parțială a bugetului de venituri și cheltuieli al Eurotransgaz.

În luna iulie 2020 Societatea a încasat suma de 23.396.308 lei cu titlul de rambursare cheltuieli eligibile, pentru finanțarea lucrărilor de implementare a proiectului „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”.

Societatea a semnat în data de 15 iulie 2020, în urma unei proceduri de negociere competitivă un contract cu Banca Transilvania prin care beneficiază de o linie de credit de 300 milioane lei pentru o perioadă de 2 ani, destinată acoperirii necesarului de capital de lucru.

În data de 24 iulie 2020 s-a aprobat Legea 155 pentru modificarea și completarea Legii Energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2021. Societatea analizează impactul acestor modificări legislative asupra activității Societății.

Președinte Consiliul de Administrație
 Lăpușan Remus Gabriel

Director General
 Sterian Ion

Director Economic
 Lupean Marius

DECLARAȚIA

persoanelor responsabile din cadrul SNTGN Transgaz SA în conformitate cu art. 223, lit.B, alin.(1), lit.c din Regulamentul ASF nr. 5/2018

Conform art. 223, lit.B alin.(1), lit.c din Regulamentul ASF nr. 5/2018, privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, declarăm următoarele:

- ✓ după cunoștințele noastre, situația financiar-contabilă semestrială la 30 iunie 2019 a fost întocmită în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea a activelor, obligațiilor, poziției financiare, contului de profit și pierdere ale societății;
- ✓ raportul consiliului de administrație prezintă în mod corect și complet informațiile despre emitent.

Lăpușan Remus Gabriel – Președinte CA

Sterian Ion – Director General, Administrator executiv

Văduva Petru Ion – Administrator neexecutiv

Iliescu Bogdan George - Administrator neexecutiv

Minea Nicolae - Administrator neexecutiv

**Raport de Revizuire a situațiilor financiare interimare
Către acționarii S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș**

[1] Am revizuit situațiile financiare individuale anexate ale societății comerciale S.N.T.G.N. Transgaz S.A. (denumita în continuare Societatea), cu sediul social în Mediaș, Piața Constantin I. Motas, nr. 1, identificată prin codul unic de înregistrare fiscală RO13068733, care cuprind situația poziției financiare la data de 30 iunie 2020, situația rezultatului global, situația modificărilor capitalurilor proprii și situația fluxurilor de trezorerie pentru perioada de șase luni încheiata la data respectiva, precum și un sumar al politicilor contabile semnificative și alte note explicative.

[2] Conducerea este responsabilă de întocmirea și prezentarea adecvată a acestor informații financiare interimare, în conformitate cu IAS 34” Raportarea financiară interimară, adoptat de Uniunea Europeană. Responsabilitatea noastră este de a exprima o concluzie cu privire la aceste informații financiare interimare, pe baza revizuirii noastre.

Aria revizuirii

[3] Am desfășurat revizuirea în conformitate cu Standardul Internațional privind Misiunile de Revizuire 2410 - *Revizuirea informațiilor financiare interimare, efectuată de un auditor independent al entității*. O revizuire a situațiilor financiare interimare constă în realizarea de interviuri, în special ale persoanelor responsabile pentru aspectele financiare și contabile și în aplicarea procedurilor analitice și a altor proceduri de revizuire. Aria unei revizuri este, în mod substanțial, mai redusă față de aria unui audit, desfășurat în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit și, în consecință, nu ne permite să obținem asigurarea că am fi sesizat toate aspectele semnificative care ar fi putut fi indicate în cadrul unui audit. Prin urmare, nu exprimăm o opinie de audit.

Concluzie

[4] Pe baza revizuirii noastre, nu am identificat aspecte care să ne facă să credem că situațiile financiare interimare anexate nu oferă o imagine corectă și fidelă cu privire la poziția financiară a entității la data de 30 iunie 2020, precum și performanța sa financiară și fluxurile sale de trezorerie pentru perioada de șase luni încheiata la data respectiva, în conformitate IAS 34” Raportarea financiară interimară, adoptat de Uniunea Europeană.

Alte Aspecte

[6] Acest raport al auditorului independent este adresat exclusiv acționarilor Societății. Revizuirea noastră a fost efectuată pentru a putea raporta acționarilor Societății acele aspecte pe care trebuie să le raportăm într-un raport de revizie, și nu în alte scopuri. În măsura permisă de lege, nu acceptăm și nu ne asumăm responsabilitatea decât față de Societate și de acționarii acesteia, pentru revizuirea noastră, pentru raportul asupra situațiilor financiare și raportul asupra conformității sau pentru opinia formată.

BDO AUDIT SRL

Inregistrat la Autoritatea pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar cu nr. FA18

Numele semnatarului:

Dan Apostol

Inregistrat la Autoritatea pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar cu nr. AF1671

București, România

24 August 2020