

SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR

- Semestrul I 2019 -



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.....	80
3.5. Retehnologizare și automatizare - SCADA.....	80
3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță a SNT.....	83
3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT.....	83
3.6.2. Activitatea de operare.....	86
3.6.3. Politica de investiții.....	89
3.6.4 Politica privind mentenanța SNT.....	91
3.7 Controlul achizițiilor.....	95
4. RAPORTARE FINANCIARĂ	99
4.1 Poziția financiară.....	99
4.2 Rezultatul global.....	103
4.3 Situația fluxurilor de trezorerie.....	105
4.4 Analiza factorială a activității.....	106
4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar.....	111
4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021.....	116
5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ	118
5.1 Declarația nefinanciară.....	118
5.2 Management responsabil și strategii sustenabile.....	119
5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională.....	120
5.2.2 Protecția mediului.....	121
5.2.3 Resurse Umane.....	125
5.2.4 Social și responsabilitate corporativă.....	130
5.2.5 Etică și integritate.....	132
5.2.6 Politica de conformitate.....	134
5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial.....	135
5.2.8 Managementul Riscului.....	142
5.2.9 Comunicare.....	147
5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanciari.....	150
6. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ	153
6.1 Declarația de Guvernanță Corporativă.....	154
6.2 Activitatea piața de capital.....	180
6.3 Politica cu privire la dividend.....	184
6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative.....	185
7. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII	186
7.1 OBIECTIVE STRATEGICE PRIVIND ADMINISTRAREA SNTGN TRANSGAZ SA ÎN PERIOADA 2017-2021.....	186
7.2 Managementul executiv.....	187

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 2018-2027, aprobat prin decizia ANRE nr.1954/14.12.2018**, 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 1,9 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**.

Cu aleasă considerație,

ION STERIAN – Administrator – Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator

LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator

MINEA NICOLAE – Administrator

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 2019

Data raportului: 09 august 2019

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 guvernanză 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

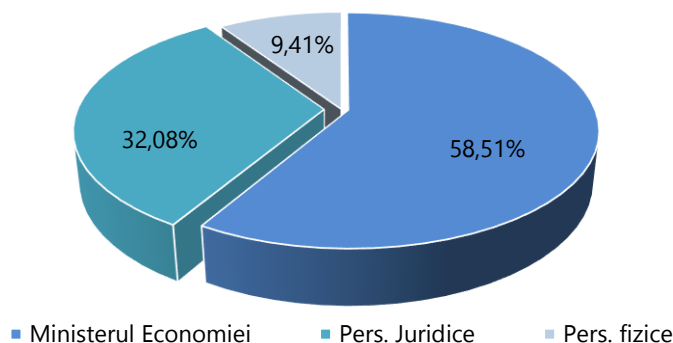
Urmare a OUG nr. 1/04.01.2017 pentru stabilirea unor măsuri în domeniul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Astfel, la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

La data de 25.06.2019 structura acționariatului SNTGN Transgaz SA a fost următoarea:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei (ME)	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice), din care	4.885.004	41,4903
✓ persoane fizice	1.108.256	9,4129
✓ persoane juridice	3.776.748	32,0774
Total	11.773.844	100,00

Tabel 1-Structura Acționariatului la 25.06.2019

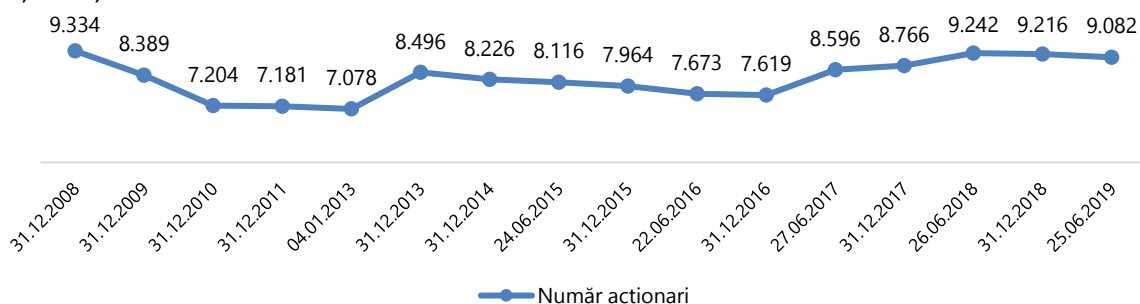
Structura acționariatului TGN la 25 Iunie 2019



Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 25.06.2019

Capitalul social al Transgaz la data de 30 iunie 2019, în valoare de 117.738.440 lei, 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 25.06.2019 sunt înregistrați un număr de 9.082 acționari, cu 160 de acționari mai puțini față de data de 26.06.2018.



Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 25.06.2019

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;
- Reprezentanță Transgaz Chișinău–Republica Moldova, Bd.Ștefan cel Mare și Sfânt, 180, of. 506, mun. Chișinău, Republica Moldova;
- 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 exploatări 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;
- **Sucursală 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 2019 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin HAGOA nr. 3/2019.

Valoarea la 30 iunie 2019 a indicatorilor standard de performanță față de valoarea acestora la data de 30 iunie 2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

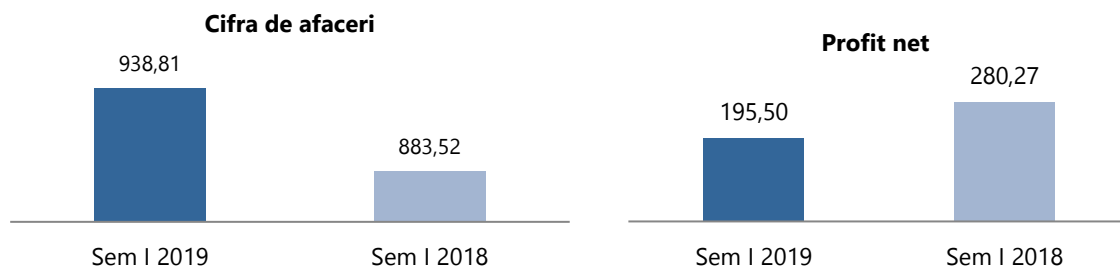
Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Coeficient de ponderare	Realizat	
					Sem. I 2019	Sem. I 2018 retratat
1.	Investiții puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	0,15	10.202	18.391
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	0,15	311.739	410.649
3.	Productivitate a muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr. mediu de personal)	lei/pers.	0,15	220.429	203.156
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	392.473	301.240
6.	Consumul tehnologic	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	0,15	32%	41%
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	723	607

Tabel 2 – Indicatori standard de performanță Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

Principalii indicatori economico-financiari realizați în semestrul I 2019 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018 se prezintă astfel:

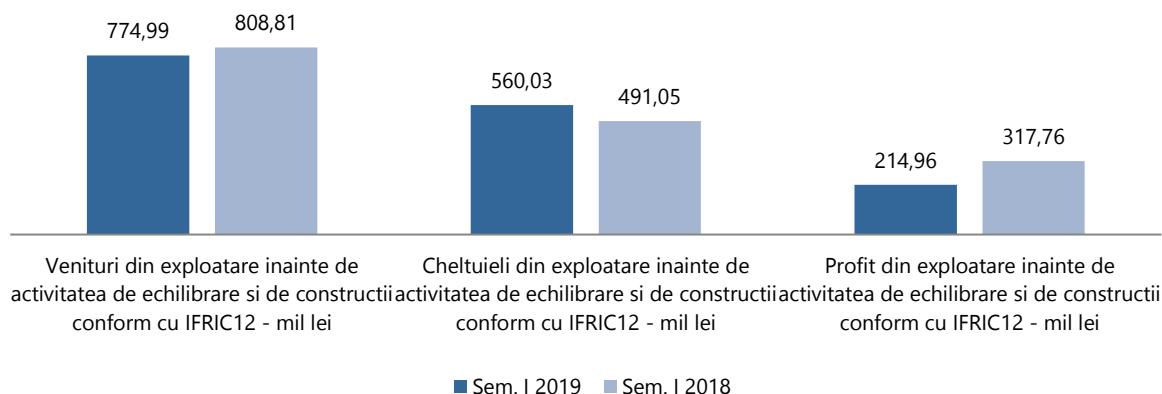
Nr. crt.	Indicator	UM	Sem. I 2019	Sem. I 2018 Retratat	Variație %
0	1	2	3	4	5=3/4*100
1.	Cifra de afaceri	mii lei	938.808	883.524	106,26
2.	Venit din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	774.994	808.806	95,82
3.	Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	560.033	491.046	114,05
4.	Profit din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	214.961	317.760	67,65
5.	Venituri din activitatea de echilibrare	mii lei	183.208	90.483	202,48
6.	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	mii lei	183.208	90.483	202,48
7.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	mii lei	297.898	34.919	853,11
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	mii lei	297.898	34.919	853,11
9.	Profit din exploatare	mii lei	214.961	317.760	67,65
10.	Venituri financiare	mii lei	33.199	21.978	151,06
11.	Cheltuieli financiare	mii lei	16.433	8.878	185,10
12.	Profit brut	mii lei	231.726	330.860	70,04
13.	Impozit pe profit	mii lei	36.225	50.590	71,61
14.	Profit net	mii lei	195.500	280.270	69,75
15.	Rezultatul global total aferent perioadei	mii lei	195.500	280.270	69,75
16.	Gaze transportate	MWh	73.279.756	71.483.634	102,51
17.	Cheltuieli de investiții	mii lei	372.672	89.215	417,72
18.	Cheltuieli de reabilitare	mii lei	3.014	6.828	44,14
19.	Consum tehnologic	mii lei	39.228	39.745	98,70
20.	Consum tehnologic	MWh	389.039	504.476	77,12

Tabel 3- Evoluția indicatorilor de performanță în Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

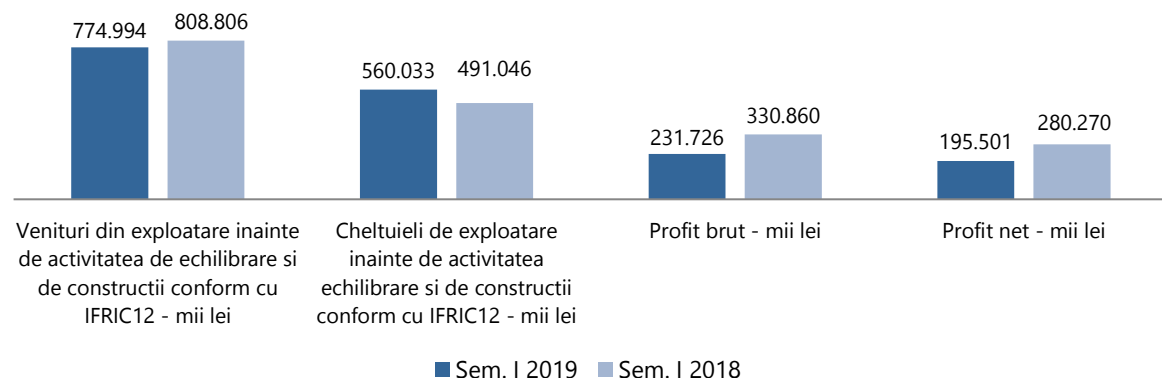


Grafic 3 -Cifra de afaceri Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mil lei)

Grafic 4-Profitul net Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mil lei)



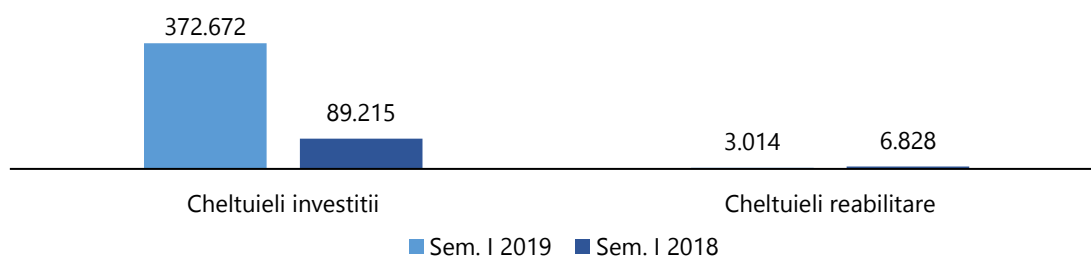
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mil. lei)



Grafic 6- Evoluția principalilor indicatori economico-financiari Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (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 2019, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 879.064 mii lei, din care 69% reprezentau disponibilități denumite în valută, majoritatea în EURO.

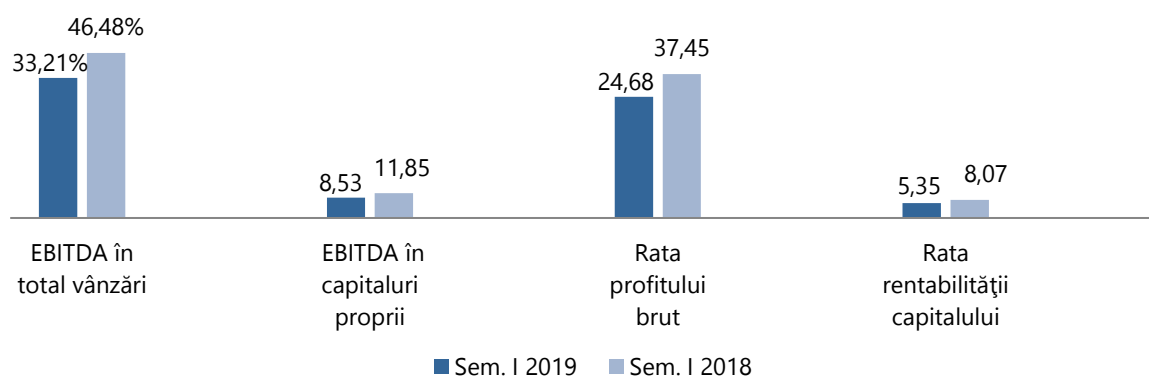


Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mii lei)

Valorile indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în semestrul I 2019 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018:

Indicatori	Formula de calcul	Sem. I 2019	Sem. I 2018 Retratat
Indicatori de profitabilitate			
EBITDA în total vânzări	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Cifra de afaceri}}$	33,21%	46,48%
EBITDA în capitaluri proprii	$\frac{\text{EBITDA}}{\text{Capitaluri proprii}}$	8,53%	11,85%
Rata profitului brut	$\frac{\text{Profitul brut}}{\text{Cifra de afaceri}}$	24,68%	37,45%
Rata rentabilității capitalului	$\frac{\text{Profit net}}{\text{Capitaluri proprii}}$	5,35%	8,08%
Indicatori de lichiditate			
Indicatorul lichidității curente	$\frac{\text{Active circulante}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	2,28	2,52
Indicatorul lichidității imediate	$\frac{\text{Active circulante} - \text{Stocuri}}{\text{Datorii pe termen scurt}}$	1,71	2,40
Indicatori de risc			
Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat}}{\text{Capitaluri proprii}}$	6,48%	6,72%
Rata de acoperire a dobânzii	$\frac{\text{EBIT}}{\text{Cheltuieli cu dobânda}}$	136,16	327,64
Indicatori de gestiune			
Viteza de rotație a debitelor - clienți	$\frac{\text{Sold mediu clienți} \times 181 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	124,04	122,05
Viteza de rotație a creditelor - furnizori	$\frac{\text{Sold mediu furnizori} \times 181 \text{ zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	38,12	18,98

Tabel 4- Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018



Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)

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

Indicatorii cheie de performanță financiari aprobați prin Hotărârea AGOA nr. 3/2019 au fost fundamentați pe baza datelor din Bugetul de venituri și cheltuieli al societății aprobat prin HAGOA nr. 3/2019.

Nr crt.	Indicator	Obiectiv	2019		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.	1.070.891	421.446	254%
3.	Rata lichidității curente "Testul acid"	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	0,91	1,71	188%
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	0,76	724%
5.	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare.	329.594	311.739	95%

Tabel 5- Indicatorul cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației Sem. I 2019 vs. Buget 2019

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

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	Semestrul I 2019		Grad de realizare
				Planificat	Realizat	
Operaționali						
6	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani <i>I = (acțiuni realizate + demarate) / acțiuni propuse</i>				
		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 PIF faza 1	-În derulare	Se monitorizează anual
		Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	6.2	Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție Obținere Decizie exhaustivă –etapa 2	-În derulare -În derulare	
Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	6.3	Isaccea 1 – construcție și PIF Negru Vodă 1 – demarare construcție	-În derulare			
7	Creșterea eficienței energetice	Mentținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	<1	0,53	
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	$IP_0^1 \geq 90\%$	88,15%	Se monitorizează anual
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	-	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	100%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	100%	
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	-	
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%	
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	-	
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%	
			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%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	95,0 %	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			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	100%	Realizat Adresa nr DSMC/4786/ 25.01.2019	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	7,9	Realizat Adresa nr. SMC 9610/ 15.02.2019 pentru anul 2018	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	Elaborarea strategiei privind managementul riscului	Realizat Strategia de Managementul Riscului este înregistrată cu nr. DSMC/39870/06. 08.2018 și aprobată prin HCA 41/2018	100%
			11.2	Elaborarea procedurii de sistem Managementul Riscului	Realizat Procedura de Sistem "Managementul Riscului" PS 05 SMI este aprobată și difuzată prin publicarea în baza de date "Zonapublică"	
			11.3	Elaborarea procedurii de desfășurare a activității EGR	Realizat Ca urmare a analizei de impact a intrării în vigoare a Ordinului Secretariatului General al Guvernului privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice nr. 600/2018, s-a hotărât ca Procedura de Proces "Activitatea Echipei de Gestionare a Riscului" să nu se mai elaboreze. Desfășurarea activității EGR este stabilită în Procedura de Sistem "Managementul	

					Riscului" și în "Regulamentul de Organizare și Funcționare al Echipei de Gestionare a Riscului" aprobat cu nr. 37021/23.07.2018.	
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	Se monitorizează anual
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	Realizat Adresa DSMC 16016/15.03.2018 Termen 15 martie 2019	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Adresa nr DSMC/4786/25/01.2019 - raportare pt anul 2018 (se raportează anual)	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizat Adresa nr. 63288/28.11.2018 raportare ANRE pt. anul gazier 2017-2018	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa DSMC 38243/28.06.2019 Raportare aferentă semestrului I 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 anual 2018 la adresa: http://zonapublic.a.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.%202018.pdf	100%

			13.2	<p>Identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție din cadrul societății (consultant extern)</p>	<p>A fost emisă Decizia nr. 434/10.05.2018 privind constituirea Grupului de Lucru pentru prevenirea corupției care are ca principală atribuție coordonarea tuturor etapelor necesare managementului riscurilor de corupție. Identificarea este în curs de realizare conform procedurii de prevenire aprobată în decembrie 2018.</p>
			13.3	<p>Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute</p>	<p>Realizat La nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 3328/18.01.2019, a fost transmis către Ministerul Economiei (minister coordonator) Raportul la data de 17.01.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., Situația incidentelor de integritate 2017 (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2);</p>
			13.4	<p>Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății</p>	<p>Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet)</p>

Tabel 6 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componentei variabile a remunerației în semestrul I 2019

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 2018-2027**, aprobat de ANRE prin Decizia nr. 1954/14.12.2018.

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 2018– 2027 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 2018–2027** 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.

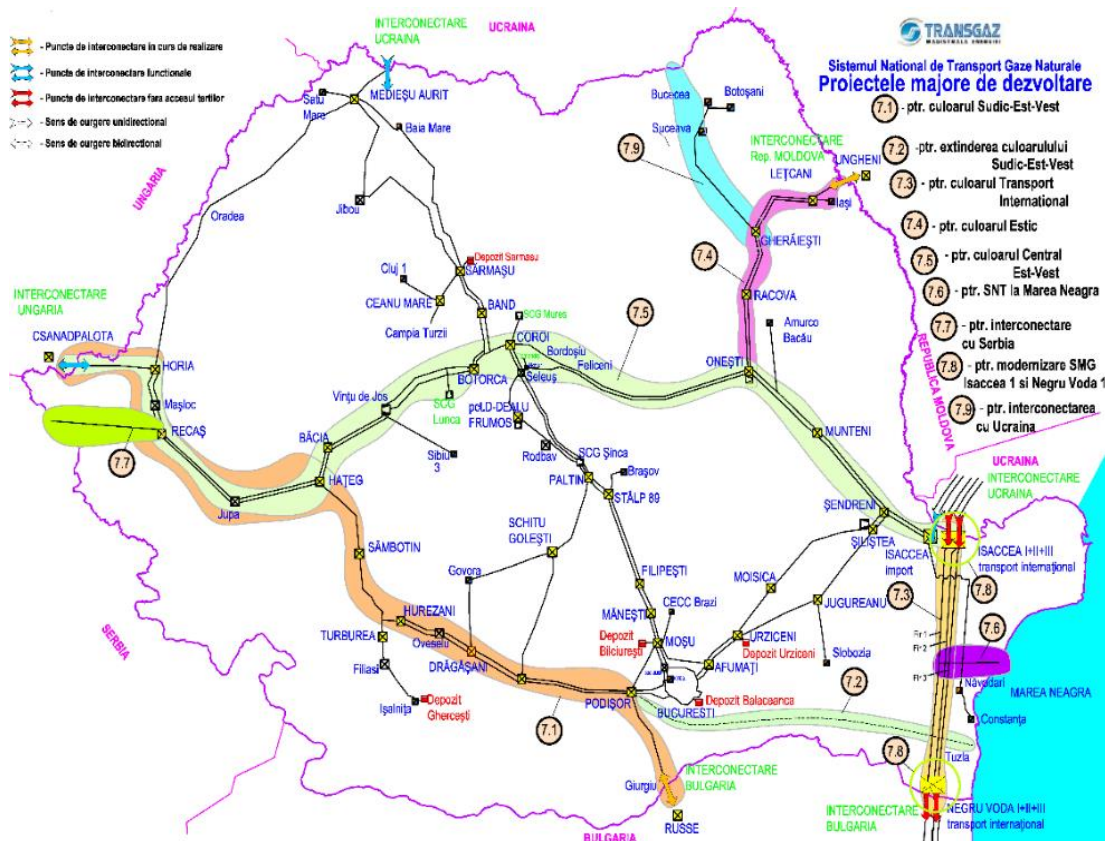


Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT

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.

De asemenea a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în luna noiembrie 2017 ca anexă la Regulamentul 347/2013. Astfel, lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun (Lista 3/2017) a Uniunii, cuprinde Proiectul la secțiunile 6.24.1 poziția a doua și 6.24.4 poziția a patra 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 a noilor resurse de la Marea Neagră”.

În cadrul acestui grup de proiecte se regăsește Proiectul BRUA, implementarea acestuia realizându-se în două faze:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a unei capacități de transport gaze naturale pe coridorul Podișor-Recaș, incluzând o nouă conductă, stație de măsurare și 3 stații noi de comprimare la Podișor, Bibești și Jupa– 6.24.1 poziția a doua în Lista 3 PCI/2017–BRUA prima etapă;
- Extinderea pe teritoriul României a capacității de transport gaze naturale de la Recaş la Horia către Ungaria până la 4,4 mld.mc/a și amplificarea stațiilor de comprimare de la Podișor, Bibești și Jupa – 6.24.4 poziția a patra în Lista 3 PCI/2017–BRUA a 2 etapă.

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 este cuprins și în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2018 cu cod de identificare TRA-N-358.

Proiectul BRUA, cu ambele sale faze (FAZA I și FAZA II) se regăsește totodată și pe lista actualizată a Proiectelor de interes Comun, adoptată în anul 2017, (Lista 3/2017), fiind cuprins în cadrul acestei liste sub forma a două proiecte distincte, cu codificări proprii, astfel:

- Dezvoltarea capacității de transport din România, de la Podișor la Recaş incluzând o nouă conductă, o nouă stație de contorizare și trei noi stații compresoare în Podișor, Bibești și Jupa–BRUA FAZA 1–6.24.1 poziția a doua în Lista 3 PCI/2017–BRUA prima etapă;
- Extinderea capacității de transport din România de la Recaş la Horia către Ungaria până la 4,4 bcm/a și extinderea stațiilor compresoare de la Podișor, Bibești și Jupa–BRUA FAZA 2 6.24.4 poziția a patra în Lista 3 PCI/2017 BRUA a doua etapă.

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

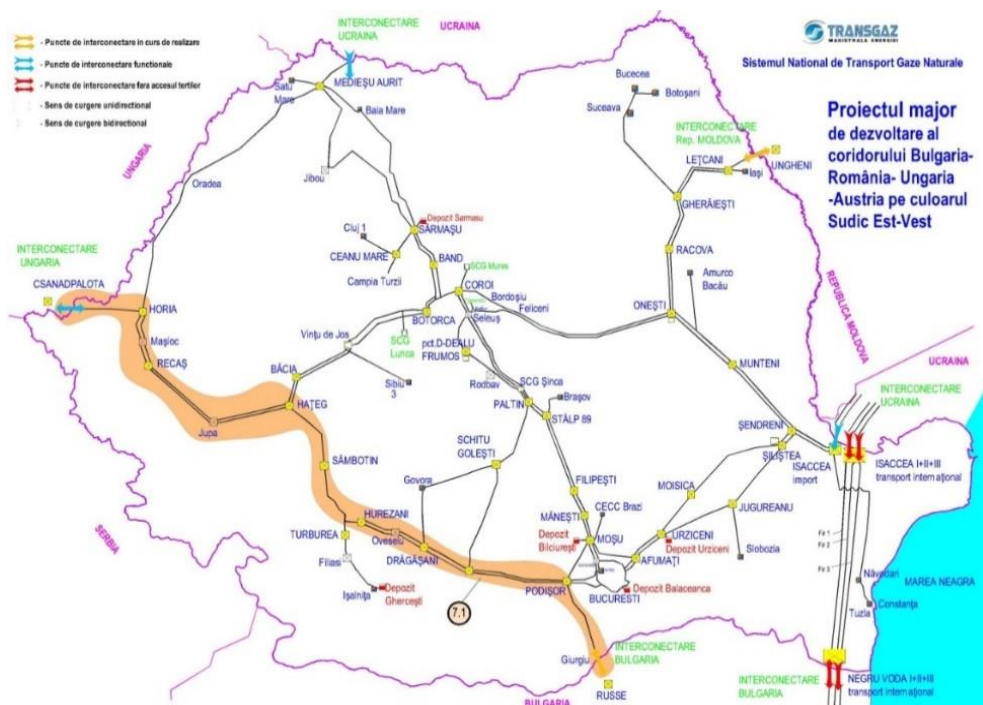


Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1

Descrierea proiectului

BRUA-Faza I constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Podișor – Receaș 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 Receaș, 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:

- capacitate de transport spre Ungaria de 1,75 mld. mc/an, respectiv de 1,5 mld. mc/an spre Bulgaria.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
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)	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
Predare amplasament conductă și Consultări publice în UAT-urile aferente		Mai-Iunie 2018
Încheierea contractului pentru lucrări de execuție stații de comprimare		Martie 2018
Predare la constructor a amplasamentelor Stațiilor de comprimare și Consultări publice în UAT-urile aferente		11-13 aprilie 2018
Emitere ordin începere lucrări pentru execuția celor trei Stații de comprimare		Emis în data de 16 aprilie 2018
Încheierea contractelor pentru lucrări de automatizare și securizare conductă		Iulie 2018
Construcție conductă-Faza I	2018-2019	2018-2020
- Secțiune Jupa – Recaș (parte din Lot 3)		2019
- Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa		2020
Construcție stații de comprimare-Faza I	2018-2019	2018- 2020
- STC Jupa		2019
- STC Podișor		2019
- STC Bibești		2020
Începere operare Faza I	Decembrie 2019	Decembrie 2020

Data preconizată de finalizare: 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.

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.

În luna mai 2016 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 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.

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

Analizând cu atenție opțiunile disponibile, conducerea SNTGN Transgaz S.A. 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 S.A. 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:

contractul pentru achiziția îmbinărilor electroizolante a fost semnat în data de **4.08.2017** și în prezent este finalizat;

- contractul pentru achiziția grupurilor de comprimare a fost semnat în data de **24.08.2017**, toate grupurile de comprimare fiind deja livrate;
- 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**, toate robinetele fiind deja livrate;
- contractul pentru achiziția lucrărilor de execuție a stațiilor de comprimare a fost semnat în data de **23.03.2018** și este în curs de derulare;
- 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 este 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 totală a contractului este de 288.742.446,15 lei (fără TVA), defalcată după cum urmează:

- 96.271.656,96 lei pentru lucrările de execuție la STC Podișor;
- 96.446.619,30 lei pentru lucrările de execuție la STC Bibești;
- 94.692.759,24 lei pentru lucrările de execuție la STC Jupa;
- 1.331.410,64 lei pentru serviciile de mentenanță ale celor 3 stații de comprimare.

În semestrul I 2019, în cadrul stațiilor de comprimare **STC Podișor și STC Jupa**, au fost realizate următoarele lucrări principale:

- lucrări de amenajare a terenului în interiorul stației;
- lucrări de construcții civile (suprastructură, inclusiv finisări), instalații electrice interioare și instalații de încălzire la hală compresoare, clădire administrativă, clădire ateliere și magazii, clădire electrică, clădire gaz combustibil, clădire gospodărie ulei și motorină, clădire PSI;
- instalații sanitare, alimentare cu apă și canalizări la clădirea administrativă și clădirea atelier;
- execuție conducte tehnologice (conducte principale gaze, conducte tehnologice aer instrumental, conducte tehnologice azot, conducte tehnologice depresurizare, conducte tehnologice ulei, conducte tehnologice motorină, conducte tehnologice apa industrială și apă incendiu, conducte apă potabilă, inclusiv suporturi pentru conducte);
- montaj echipamente principale (separator intrare stație, filtre separatoare, gări de godevil, răcitoare ulei, etc.);

- montaj rezervoare (rezervor scurgeri tehnologice, rezervor apă incendiu, rezervor apă industrială, rezervor ulei curat, rezervor motorină pompă incendiu, rezervor aer uscat rezervor aer umed, rezervor azot, etc);
- rețea termică de apă caldă, rețea de canalizare menajeră și pluvială, rețea de canalizare industrială, rețea apă hidranți;
- lucrări energetice în stațiile de comprimare (împământare, trasee de cabluri subterane și cămine de tragere, stâlpi iluminat exterior stație, etc.).
- lucrări pentru realizarea alimentării cu energie electrică a Stațiilor de Comprimare
- lucrări de amenajare a drumului de acces și împrejmuire stație;
- lucrări electrice în incinta clădirilor (trasee de cabluri și montaj cabluri, montaj echipamente electrice)
- lucrări de automatizare (trasee de cabluri și montaj cabluri).

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

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, urmate de lucrări de cercetare preventivă și descărcare de sarcină arheologică.

În semestrul I 2019, în cadrul stației de comprimare **STC Bibești** au fost realizate următoarele lucrări principale:

- lucrări de amenajare a terenului în interiorul stației (transport pământ, nivelare și compactare în zona unde s-a descărcat terenul de sarcină arheologică, execuție platforme montaj filtre separatoare și separator intrare gaze în stație.);
- extinderea organizării de șantier urmare a descărcării de sarcină arheologică;
- amplasarea echipamentelor pe fundații (unități compresoare, răcitoare de gaz, coșuri de evacuare gaze, gară godevil);
- montaj rezervor scurgeri filtru gaze B, rezervor generatoare motorină, rezervor ulei uzat lucrări de construcții civile (infrastructură și suprastructură) la hală compresoare, clădire administrativă, clădire ateliere și magazii, clădire electrică, clădire gaz combustibil, clădire gospodărie ulei și motorină;
- lucrări de construcții civile (infrastructură) la clădire PSI, ;
- lucrări energetice în stație (infrastructură) - săpătură și turnare beton în cămine tragere, tragere cabluri prin protectori tuburi PVC și Copex, săpătură șanțuri rețele între cămine
- execuție conducte tehnologice (pre-uzinare linii principale gaz).

Lucrări de execuție aferente firului liniar

Situația echipamentelor și materialelor achiziționate de TRANSGAZ

Până la sfârșitul semestrului I 2019 a fost descărcată în Portul Constanța cantitatea de aprox. **378.500 ml** material tubular, ceea ce reprezintă 85% din totalul necesar.

De asemenea au fost livrate peste 3.700 curbe și toate cele 235 robinete (robinete cu sferă de diferite tipodimensiuni, robinete cu cep echilibrat și robinete de reglare).

Progresul lucrărilor de execuție fir conductă

Ordinul de începere a lucrărilor a fost transmis în data de **04 iunie 2018**

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 contractului este de 118.503.553,03 lei (fără TVA).

În semestrul I 2019 au continuat lucrările de execuție pe firul liniar LOT 1.

În prezent se desfășoară lucrări specifice de pregătire a culoarului de lucru, înșirare țevă pe traseu și montaj conductă pe următoarele tronsoane:

- Tronson 1 (km 0 – 5),
- Tronson 2 (km 5 – 10)
- Tronson 3 (km 10 – 15)
- Tronson 5 (km 20 – 25),
- Tronson 6 (km 25 – 30)
- Tronson 7 (km 30 - 35)
- Tronson 8 (km 35 - 40)
- Tronson 10 (km 45 – 50)
- Tronson 11 (km 50 – 55)
- Tronson 12 (km 55 – 60)
- Tronson 13 (km 60 – 65)
- Tronson 16 (km 75 – 80)
- Tronson 19 (km 90 - 95)
- Tronson 20 (km 95 – 100)
- Tronson 21 (km 100 -105)
- Tronson 24 (km 115 – 120)
- Tronson 25 (km 120-125)
- Tronson 26 (km 125-130)
- Tronson 27 (km 130-135)
- Tronson 28 (km 135-140)
- Tronson 29 (km 140 – 145)
- Tronson 30 (km 145 -150)
- Tronson 31 (km 150 – 155)
- Tronson 32 (km 155-160)
- Tronson 35 (km 170-175)
- Tronson 36 (km 175 – 180)

Au fost finalizate lucrările de execuție inclusiv probele de presiune pe următoarele tronsoane:

- Tronson 22 (km 105–110);
- Tronson 23 (km 110–115).

Lucrările de execuție pe **LOT 1** la finalul semestrului I 2019 se prezintă astfel:

ACTIVITATI PRINCIPALE	UM	TOTAL LOT 1
Înșirat țeava pe traseu	m	100.180
Decopertare strat vegetal	ml	103.840
Șanț săpat	ml	49.597
Suduri executate	buc	7.199
Conductă lansată în șanț	ml	47.686
Astupat șanț	ml	33.308

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 contractului este de 155.695.508,67 lei (fără TVA).

În semestrul I 2019 au continuat lucrările de execuție pe firul liniar LOT 2.

În prezent se desfășoară lucrări specifice de pregătire a culoarului de lucru, înșirare țeavă pe traseu și montaj conductă pe următoarele tronsoane:

- Tronson 37 (km 180 – 186)
- Tronson 40 (km 196 – 200)
- Tronson 42 (km 205 – 210)
- Tronson 43 (km 210 – 215)
- Tronson 45 (km 220-225)
- Tronson 54 (km 260 – 265)
- Tronson 55 (km 265-270)
- Tronson 56 (km 270 – 275)
- Tronson 57 (km 275-277)
- Tronson 58 (km 277-280)
- Tronson 66 (km 311-316)

Lucrările de execuție pe **LOT 2** la finalul semestrului I 2019 se prezintă astfel:

ACTIVITATI PRINCIPALE	UM	TOTAL LOT 2
Înșirat țeava pe traseu	m	19.794
Decopertare strat vegetal	ml	22.795
Șanț săpat	ml	7.225
Suduri executate	buc	1.322
Conductă lansată în șanț	ml	6.901
Astupat șanț	ml	5.722

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 contractului este de 154.849.135,06 lei (fără TVA).

În semestrul I 2019 au continuat lucrările de execuție pe firul liniar LOT 3.

În prezent se desfășoară lucrări specifice de pregătire a culoarului de lucru, înșirare țevă pe traseu și montaj conductă pe următoarele tronsoane:

- Tronson 74 (km 347 – 352)
- Tronson 85 (km 402 – 407)
- Tronson 86 (km 407 – 412)
- Tronson 87 (km 412 – 417)
- Tronson 88 (km 417– 422)
- Tronson 89 (km 422– 427)
- Tronson 90 (km 427– 432)
- Tronson 91 (km 432– 437)
- Tronson 92 (km 437– 442)
- Tronson 93 (km 442 – 447)
- Tronson 94 (km 447 – 452)
- Tronson 95 (km 452 – 457)
- Tronson 96 (km 457 – 461)

Au fost finalizate lucrările de execuție inclusiv probele de presiune pe următoarele tronsoane:

- Tronson 99 (km 472–477);
- Tronson 100 (km 477–479).
- Tronson 98 (km 467 – 472)
- Tronson 97 (km 461 – 467)

Lucrările de execuție pe **LOT 3** la finalul semestrului I 2019 se prezintă astfel:

ACTIVITATI PRINCIPALE	UM	TOTAL LOT 3
Înșirat țeava pe traseu	m	80.469
Decopertare strat vegetal	ml	77.846
Șanț săpat	ml	62.127
Suduri executate	buc	6.468
Conductă lansată în șanț	ml	59.507
Astupat șanț	ml	53.812

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**.

În semestrul I 2019 au fost elaborate detaliile de execuție și au fost comandate și achiziționate principalele echipamente (echipamente dulap automatizare, HMI, tablou electric comunicații, switch video, server aplicație (tip C1, C2, C3 și C4), echipamente de stocare date, echipament firewall, router comunicație tip I și tip II, router FO și router GSM, switch management tip I și tip II, Acces Point, interfață fibră optică, servere GPS, switch centru de date CDI, switch (TC-uri), surse de tensiune redundante, software virtualizare, terminale IP voce, sistem extender KVM, laptop pentru inginerie, imprimante)

Situația contractelor semnate și a demarării lucrărilor este următoarea:

CONTRACTE SEMNATE BRUA							
Nr crt	Contracte atribuite lucrări	Furnizori/ Executanți	Țara de origine	Data semnării	Valoare contract	Ordin începere lucrări	Stadiu
1	Îmbinări electroizolante monobloc	INDUSTRIAL M.D TRADING S.R.L	Romania	04.08.2017	528.000,00 EUR	11.10.2017	Finalizat
2	Grupuri de comprimare	ASOCIERE Solar Turbines Europa SA, Lider al Asocierii Sutech SRL	Belgia Romania	10.10.2017	37.851.326 EUR	10.10.2017	Finalizat
3	Execuție LOT 1 Fir liniar	ASOCIERE Asociat 1, INSPET S.A - Liderul asocierii Asociat 2, PETROCONST S.A Asociat 3, ARGENTA S.A Asociat 4, IRIGC IMPEX S.R.L Asociat 5, COMESAD RO S.A	Romania Romania Romania Romania	28.11.2017	118.503.553 RON	04.06.2018	În derulare

4	Execuție LOT 2 Fir liniar	ASOCIERE Asociat 1 - HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS S.R.L. - Liderul asocierii, Asociat 2 - INSPET S.A. Asociat 3 - IPM PARTNERS ROMANIA S.A. Asociat 4 - PETROCONST S.A Asociat 5 - MOLDOCOR S.A. Asociat 6 - ARGENTA S.A. Asociat 7 - ANTREPRIZA MONTAJ INSTALATII S.A. Asociat 8 - ROMINSTA S.R.L. Asociat 9 - COMESAD RO S.A	Romania Romania Romania Romania Romania Romania	28.11.2017	155.695.509 RON	04.06.2018	În derulare
5	Execuție LOT 3 Fir liniar	ASOCIERE Asociat 1 - HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS S.R.L. - Liderul asocierii Asociat 2 - IPM PARTNERS ROMANIA S.A. Asociat 3 - MOLDOCOR S.A. Asociat 4 - ANTREPRIZA MONTAJ INSTALATII S.A. Asociat 5 - ROMINSTA S.R.L.	Romania Romania Romania Romania	28.11.2017	154.849.135 RON	04.06.2018	În derulare
6	Robinete	TOTALGAZ INDUSTRIE S.R.L.	Romania	28.02.2018	4.875.500 EUR	22.03.2018	Finalizat
7	Execuție Stații de Comprimare	ASOCIERE Asociat 1 - INSPET S.A. S.R.L. Liderul asocierii; Asociat 2 - PETROCONST S.A; Asociat 3 - MOLDOCOR S.A.; Asociat 4 - HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS Asociat 5 - IRIGC IMPEX S.R.L Asociat 6 - Sutech SRL Asociat 7 - TIAB S.A. Asociat 8 - ROCONSULT TECH S.R.L.	Romania Romania Romania Romania Romania Romania	23.03.2018	288.742.446 RON	14.04.2018	În derulare
8	Material tubular și curbe	Toșçelik Spiral Boru Üretim Sanayi A.Ş	Turcia	23.04.2018	126.906.259 EUR	12.05.2018	În derulare

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)

Începând cu anul 2016, SNTGN Transgaz S.A. a colaborat îndeaproape cu specialiștii BERD în scopul desfășurării procesului de *due diligence* tehnic, economic și de mediu asupra SNTGN Transgaz S.A. 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 dezbatere publică pentru o perioadă de 120 de zile conform politicii BERD pe paginile web ale BERD și SNTGN Transgaz S.A. În data de 13 decembrie 2017 consiliul BERD a aprobat proiectul BRUA pentru finanțare.

În data de 23 februarie 2018, SNTGN Transgaz S.A. 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 de 15 ani, termen de grație 3 ani. Pană în prezent 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 de 15 ani, perioada de grație de 3 ani cu dobânda fixă negociată pentru fiecare tragere. S-au efectuat 3 trageri cumulând întreaga suma 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 de 15 ani, perioada de grație de 3 ani cu dobânda fixă sau variabilă ce se va negocia la data tragerii. Pană în prezent nu s-au efectuat trageri.

În data de 24 aprilie 2019 s-a încheiat cu Banca Comercială Română contractul de împrumut pentru suma de 40 milioane EUR, adică 186 milioane în echivalent Lei, cu tragere și rambursare în Lei, maturitate de 15 ani, perioadă de grație rambursare principal de 3 ani. Pană în prezent nu s-au efectuat trageri.

ASPECTE PRIVIND ARHEOLOGIA

În luna august 2017, în urma procedurii de licitație, au fost încheiate 4 Contracte cadru pentru servicii specifice de arheologie necesare implementării proiectului BRUA Faza 1.

În anul 2018 s-au desfășurat activități pentru încheierea următoarelor Contracte subsecvente de:

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

În anul 2019 s-au desfășurat activități pentru încheierea următoarelor Contracte subsecvente de:

- supraveghere arheologică pentru lucrările de execuție ale firului conductei;
- cercetarea arheologică preventivă a siturilor identificate în cadrul etapei de elaborare a proiectului tehnic cât și a celor descoperite în urma efectuării lucrărilor de diagnostic arheologic intruziv și supraveghere arheologică

Servicii de supraveghere arheologică – au fost semnate contracte subsecvente, pentru depozitele de material tubular, organizările de șantier și stațiile de comprimare, astfel:

Contracte semnate	Data semnare contract	Organizări șantier/Depozite/STC	Ordin începere lucrări
ARVADA	13.04.2018	OS Căldăraru	06.06.2018
		OS Turcinești	22.06.2018
		Depo Frasin (Vladimir)	22.06.2018
		STC Juța	
		OS Băuțar	
		Depo Obreja	18.06.2018
GAUSS	16.04.2018	STC Podișor	
		Depo Poeni	13.06.2018
		Depo Lugoj	13.06.2018
		OS Recaș	
TOTAL BUSSINES LAND	16.04.2018	Depo Corbu	18.06.2018
		Depo Teslui	18.06.2018
		OS Gușoieni	18.06.2018
		Depo Vulcan	18.06.2018
		Depo Sălașu de Sus (Pui)	

Lucrări de săpătură pentru diagnostic arheologic intruziv:

Contracte semnate	Data semnare contract	Construcție conductă
ARVADA	14.04.2018	Construcție conductă: Giurgiu Dâmbovița Teleorman Caraș-Severin Hunedoara
GAUSS	13.06.2018	STC Bibești Construcție conductă: Vâlcea și Gorj
TOTAL BUSSINES LAND	29.05.2018	Construcție conductă: Timiș

Lucrări de săpătură pentru cercetare arheologică preventivă:

Contracte semnate	Data semnare contract	Obiectiv/Sit arheologic	Construcție conductă Județ
TOTAL BUSINESS LAND	31.08.2018	Sit 14	Construcție conductă: Argeș
	31.08.2018	Sit 10	
ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L. – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	10.10.2018	Situl 1 (T99 – km 473+350-473+750)	Construcție conductă: Timiș
	10.10.2018	Situl 2 (T98 – km 470+000-470+120)	Construcție conductă: Timiș
	10.10.2018	Situl 3 (T98 – km 468+750-468+950)	Construcție conductă: Timiș
	10.10.2018	Situl 4 (T93 – km 446+300-446+500)	Construcție conductă: Timiș
TOTAL BUSINESS LAND	10.10.2018	Stația de comprimare a gazelor Hurezani	Gorj
ARVADA	17.12.2018	Situl 12 (T93 – km 443+768-443+871)	Construcție conductă: Timiș

Contracte semnate	Data semnare contract	Obiectiv/Sit arheologic	Construcție conductă Județ
ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L. – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	12.12.2018	Situl 5 (T94 - KM. 451+790-451+930)	Construcție conductă: Timiș
ARVADA	12.12.2018	Situl 6 (T94 - KM. 450+990-451+510)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 7 (T94 - km. 447+350-447+810)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 8 (T91 - km. 436+180-436+650)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 9 (T90 - km. 430+650-430+940)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 10 (T90 - km. 430+235-430+320)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 11 (T90 - km. 427+580-427+945)	Construcție conductă: Timiș
ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L. – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	18.02.2019	Situl nr. 2, Hurezani (Km 199+380-199+650)" - 884,4 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl nr. 4, Jupânești (km 222+280 – 222+380)" – 330 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl 1 T37-2018-km. 184+800 – 185+050 - 828,3 mc	Construcție conductă: Vâlcea
ROLOPLAST TEHNOCONSTRUCT	18.02.2019	Situl nr. 3, Hurezani (km 197+340 – 197+700)" – 1188 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl nr. 9, Jupânești (km 222+600 – 222+660)" – 198 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl nr. 5, Turcinești, Schela/Sâmbotin (km 261+920 – 262+110)" – 607,2 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl nr. 6 (Km 248+330-248+450) – 396 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl nr. 7 (Km 249+110-249+510) – 1320 mc	Construcție conductă: Gorj
	18.02.2019	Situl nr. 8 (Km 245+820-246+130) – 1023 mc	Construcție conductă: Gorj
	26.02.2019	Situl nr. 10 (Km 217+420-217+560) – 462mc	Construcție conductă: Gorj
ARVADA	26.02.2019	Situl nr. 11 (Km 217+700-218+320) – 2046mc	Construcție conductă: Gorj
	26.02.2019	Situl nr. 12 (Km 240+210-240+470) – 825mc	Construcție conductă: Gorj
	26.02.2019	Situl nr. 13 (Km 238+940-239+000) – 198mc	Construcție conductă: Gorj
	26.02.2019	Situl nr. 14 (Km 225+450-225+590) – 462mc	Construcție conductă: Gorj
TOTAL BUSINESS LAND	25.02.2019	Situl 2 – Gușoieni (km. 146+180 - 146+380) - 650,1 mc	Construcție conductă: Vâlcea

Contracte semnate	Data semnare contract	Obiectiv/Sit arheologic	Construcție conductă Județ
	25.02.2019	Situl 3 – Gușoieni (km. 147+600 - 147+720) – 399,3 mc	Construcție conductă: Vâlcea
	25.02.2019	Situl nr. 4 (T36) UAT Zătreni – 330,00 mc	Construcție conductă: Vâlcea
	27.05.2019	Situl 1	Construcție conductă: Giurgiu
	27.05.2019	Situl 2	Construcție conductă: Giurgiu
	27.05.2019	Situl 3	Construcție conductă: Giurgiu
	27.05.2019	Situl 1	Construcție conductă: Dâmbovița
ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	28.05.2019	Situl 1	Construcție conductă: Hunedoara
ARVADA	30.05.2019	Zona de protecție a monumentului istoric Colonia Ulpia Traian Augusta Dacica Sarmizegetusa, cod LMI HD-I-s-A-03205	Construcție conductă: Hunedoara
	24.06.2019	Platformele de foraj realizate în zona de protecție a sitului arheologic de la Tibiscum - 4000 mp.	Construcție conductă: Caraș-Severin

Lucrări de săpătură pentru supraveghere arheologică:

Contracte semnate	Data semnare contract	Construcție conductă
ARVADA	31.08.2018	Construcție conductă: Caraș-Severin
TOTAL BUSINESS LAND	31.08.2018	Construcție conductă: Vâlcea
ROLOPLAST TEHNOCONSTRUCT	30.07.2018	Construcție conductă: Olt
	31.08.2018	Construcție conductă: Argeș
	31.08.2018	Construcție conductă: Teleorman
ARVADA	31.08.2018	Construcție conductă: Giurgiu
	08.10.2018	Construcție conductă: Timiș (T99, T98, T96, T95, T93)
	10.10.2018	Stația de comprimare a gazelor Bibești, Jud. Gorj
ROLOPLAST TEHNOCONSTRUCT	10.10.2018	Construcție conductă: Gorj
	23.11.2018	Construcție conductă: Gorj (Conform avizului DJC Gorj nr. 05/03.10.2018)
ARVADA	17.12.2018	Construcție conductă: Timiș (T89, T90, T91, T92, T94, T97, T100)
ROLOPLAST TEHNOCONSTRUCT	18.06.2019	Construcție conductă: Dâmbovița
	18.06.2019	Construcție conductă: Hunedoara

ASPECTE PRIVIND BIODIVERSITATEA

În data de 11.07.2018, au fost încheiate Acordurile-cadru cu cele cinci firme câștigătoare ale licitației privind achiziția de servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiecte de construcție conducte de transport gaze naturale și instalații tehnice aferente. În baza acestor acorduri-cadru au fost încheiate contracte sectoriale cu prestatorii de servicii de monitorizare a biodiversității pentru cele 3 loturi ale proiectului BRUA, după cum urmează:

- contractul nr. 632/22.08.2018 cu Unitatea de Suport pentru Integrare SRL - Servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiectul *"Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria"* – LOT 1;
- contractul nr. 635/23.08.2018 cu Asociera Multidimension – Terrasigna - Servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiectul *"Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria"* – LOT 2;
- contractul nr. 633/22.08.2018 cu Unitatea de Suport pentru Integrare SRL - Servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiectul *"Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria"* – LOT 3;

Au fost emise ordinele de începere a lucrărilor de monitorizare a biodiversității în etapele pre-construcție și construcție pentru toate cele 3 loturi (nr. 46250/12.09.2018, pentru Lot 1; nr. 44533/04.09.2018, pentru Lot 2; nr. 46252/12.09.2018, pentru Lot 3).

Au fost finalizate și depuse rapoartele de monitorizare a biodiversității în etapa pre-construcție pentru lotul 2, inclusiv raportul de final de etapă (pre-construcție). Rapoartele au fost acceptate. Pentru loturile 1 și 3 a fost finalizată etapa de colectare a datelor din teren pentru pre-construcție.

Rapoartele de monitorizarea a biodiversității în etapa pre-construcție au fost depuse și aprobate de UMP BRUA în data de 13.05.2019.

În primul semestru al anului 2019, prestatorii de servicii de monitorizare a biodiversității, de pe toate cele 3 loturi ale proiectului, au supravegheat execuția lucrărilor de construcție, efectuând instruirii cu lucrătorii din șantier și întocmind rapoarte lunare de monitorizare.

Activitatea de monitorizare a biodiversității în etapa de construcție se desfășoară conform prevederilor contractuale, atât în ceea ce privește realizarea activităților operaționale în teren, cât și în ceea ce privește elaborarea documentelor solicitate, sub supravegherea și îndrumarea experților din cadrul UMP BRUA.

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 măcăcișuri, pășuni împădurite, pajiști cultivate, vie, vii hibride, vii nobile, livezi clasice, pepiniere pomicole, livadă intensivă, livadă arbuști fructiferi, fânețe curate, fâneță cu tufărișuri și măcăcișuri, 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 (A.C.P.I.C), 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 S.A. a parcurs următoarele etape:

- În data de 19 decembrie 2016 SNTGN Transgaz S.A. a depus dosarul de candidatură pentru proiectul BRUA–Faza I la A.C.P.I.C în vederea emiterii deciziei exhaustive (conform Regulamentului UE nr. 347/2013);
- în data de 18 octombrie 2017 SNTGN Transgaz S.A. 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.

Promovarea proiectului și întâlniri de informare și consultare a părților interesate

În vederea informării și consultării părților interesate și promovării Proiectului BRUA faza I, au fost întreprinse și pe parcursul anului 2018 o serie de întâlniri de informare și consultare a părților interesate pe raza UAT (lor) de pe traseul conductei BRUA FAZA I.

Începând cu luna aprilie 2018, moment la care S.N.T.G.N Transgaz S.A. a inițiat procedurile de predare a amplasamentului terenului către constructor în vederea începerii lucrărilor de construire aferente proiectului, a fost inițiată derularea unei noi serii de întâlniri de informare și consultare a publicului la nivelul tuturor celor 72 de UAT (ri) traversate de proiect.

Astfel, aceste întâlniri au început, cu prima parte a lunii aprilie la nivelul UAT (lor) în care vor fi amplasate stațiile de comprimare și au continuat pe tot parcursul anului 2018, obiectivul de bază a acestora fiind o informare cât mai amplă a părților interesate afectate și a publicului în general în legătură cu proiectul și a compensațiilor acordate părților interesate ale căror terenuri vor fi impactate cu ocazia executării lucrărilor.

La aceste întâlniri de informare și consultare, SNTGN Transgaz SA a prezentat informații precum: detalii despre proiect și tehnologia de execuție, beneficiile proiectului, perioada estimativă de realizare a lucrărilor și modul în care lucrările vor impacta terenurile, tipurile de compensații acordate și modalitatea de accesare a acestora, etapele procesului de inventariere, interdicțiile care se vor institui în interiorul culoarului de lucru precum și în zona de protecție și de siguranță a conductei, documente specifice proiectului care pot fi consultate la sediile primăriilor de pe raza UAT (lor), detaliile de contact pentru solicitarea de informații suplimentare și adresarea de întrebări, nelămuriri în legătură cu proiectul, etc.

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

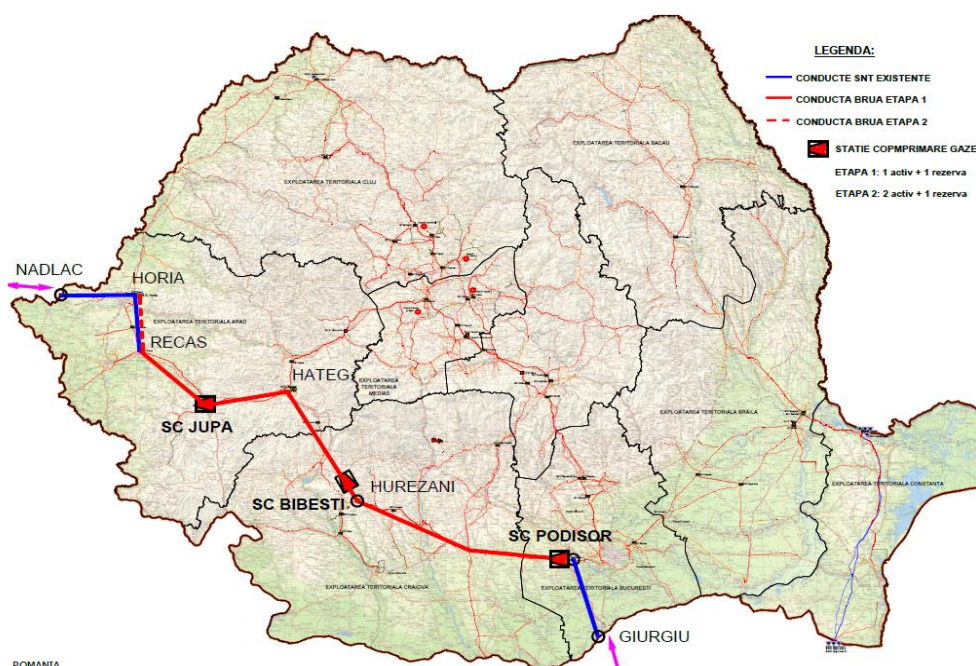


Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2

Descrierea proiectului

BRUA-Faza II constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă de transport gaze naturale Recaș–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:

Proiectului 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 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de prefizabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Proiect tehnic și documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	finalizate	finalizate
Luarea deciziei finale de investiție Faza 2	decembrie 2018/februarie 2019*	anul 2019*
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 II 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: 68,8 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI** (prima listă a proiectelor de interes comun a Uniunii Europene): 7.1.5.
- **Proiect PCI** (a 2-a listă a proiectelor de interes comun a Uniunii Europene): Faza II: 6.24.7.
- **Proiect PCI** (a 3-a listă a Proiectelor de interes comun a Uniunii Europene): Faza II: 6.24.4 poziția 4.
- **TYNDP ENTSOE 2018:** TRA-N-358

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

Stadiul proiectului

Începând cu anul 2016 SNTGN Transgaz S.A., FGSZ–Ungaria și Gas Connect–Austria împreună cu autoritățile de reglementare din România, Ungaria și Austria au elaborat documentația necesară derulării unei proceduri 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 S.A. 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 S.A. 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.

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.

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.

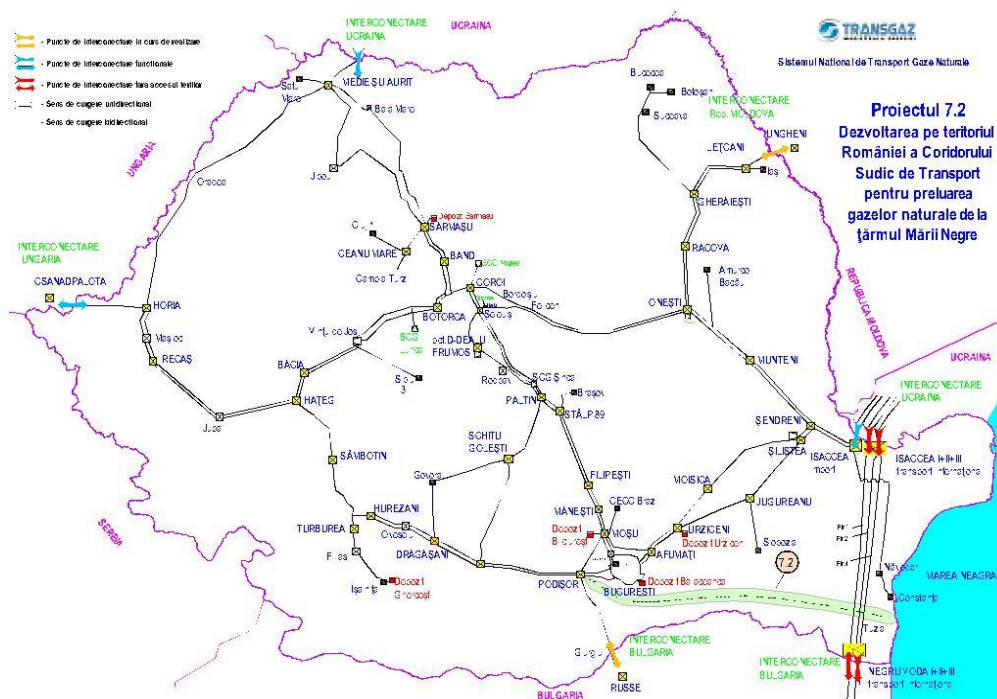


Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră–Podișor

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 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	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	2018	Obținută-mai 2019
Luarea deciziei finale de investiție	2018	2019*
Construcție	2019-2020	2019-2021*
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2021*

* Condiționat de luarea deciziei finale de investiții

Data preconizată de finalizare: 2021

Termenul de finalizare depinde de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată: 360,4 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: „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 ENT SOG 2018:** TRA-N-362.

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 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;
- 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;
- s-a demarat procedura de achiziție pentru lucrările de execuție;
- **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 acesteia 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, Frășinet, 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.
- se află în derulare procedura de achiziție publică pentru execuția lucrărilor.

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

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.

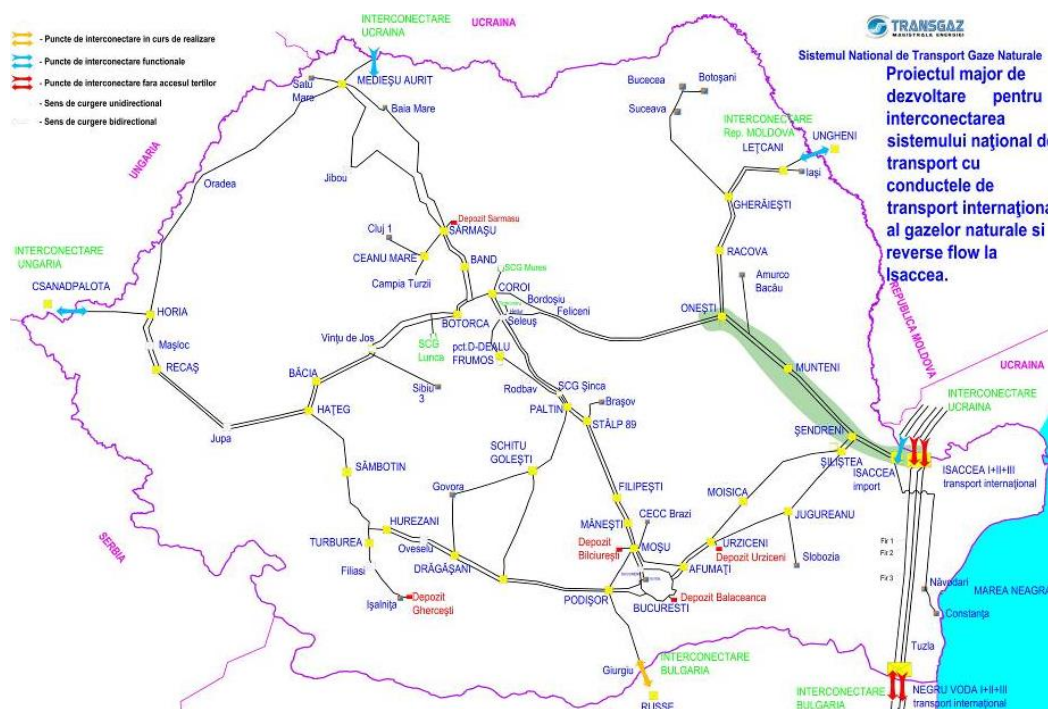


Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport Internațional Tranzit 1

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

Etape 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 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Etapa I	2018	2018
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
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	anul 2018	obținută
Construcție	anul 2018	finalizat
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2018	finalizat
Etapa II	2019	2020
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Caiet de sarcini proiectare și execuție	decembrie 2018	finalizat
Achiziția lucrărilor și semnarea contractului de proiectare și execuție	ianuarie 2019	2019
Decizia exhaustivă	ianuarie 2019	2019
Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire	ianuarie 2019	2020
Construcție	anul 2019	2020
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2019	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 2018-2027	actualizat la data raportului
Faza I	8,8 mil. Euro	8,8 mil.Euro
Faza II	92,2 mil. Euro	68,9 mil.Euro
TOTAL	101 mil Euro	77,7 mil.Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.15;
- **Proiect PCI (a treia lista):** 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 ENTSOG 2018:** TRA-N-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 APCIC 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 APCIC 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 ACPIC și a fost acceptat în 03.08.2018;
- în data de 05.09.2018 s-a depus la ACPIC **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;
- 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;
- Se află în derulare procedura de achiziție publică pentru proiectarea și execuția lucrărilor la Stația de Comprimare Onești și Stația de Comprimare Siliștea.

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.

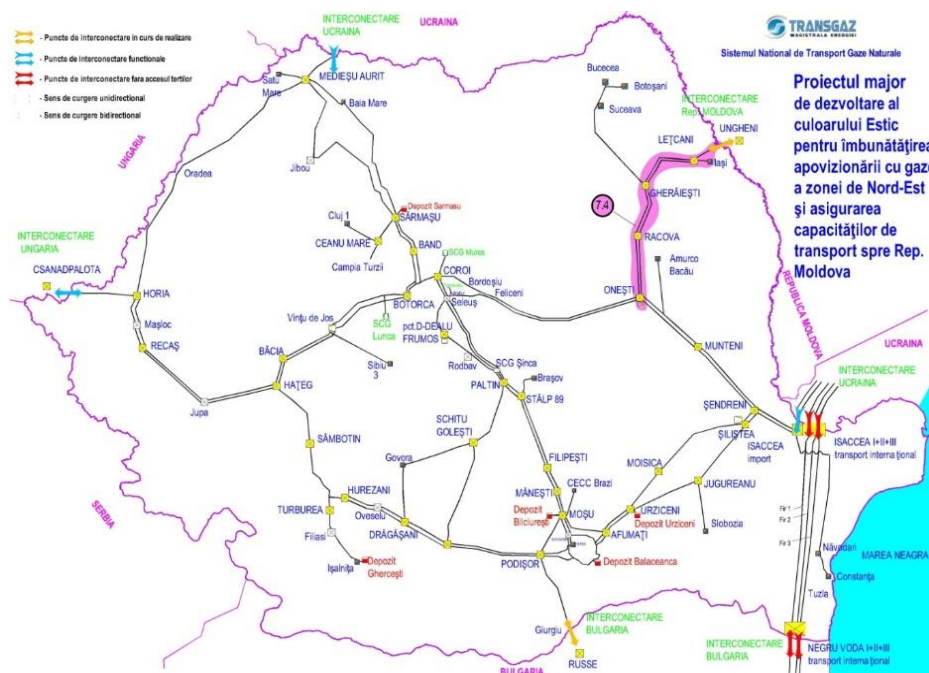


Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României

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 2018-2027	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	2018-2019	2019-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2019	2021

Data preconizată de finalizare: anul 2021

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

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2018-2027	actualizat la data raportului
Valoare estimată pentru achiziția de materiale		64,95 mil.Euro
Conductă de transport gaze naturale Onești – Gherăești	51,01 mil Euro	17,32 mil. Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești – Lețcani	36,06 mil Euro	15,19 mil. Euro
Stație de comprimare Onești	41,75 mil Euro	
Stație de comprimare Gherăești	37,06 mil Euro	48,46 mil.Euro
Automatizare și securizare conductă	8,37 mil Euro	
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)		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 la data de 22.11.2018 a fost semnat contractul de finanțare nr. 226 cu Ministerul Fondurilor Europene.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSO G 2018:** TRA-N-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 și 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;

ACHIZIȚII

Pentru implementarea proiectului Transgaz achiziționează, prin intermediul procedurilor de licitație publică, următoarele:

- lucrări de execuție a celor două stații de comprimare Onești și Gherăiești, automatizare și securizare conductă – procedură aflată în derulare;
- lucrări de execuție a conductei de transport gaze naturale Onești-Gherăiești-Lețcani (Lot 1 și Lot 2) – procedură aflată în derulare;
- material tubular și curbe – procedură finalizată;
- robinete și îmbinări electroizolante monobloc – procedură finalizată, contract semnat;
- grupuri de comprimare-compresoare centrifugale acționate cu turbine de gaze – procedură finalizată, contract semnat.

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 parametrii tehnici neadecvați pentru o arteră magistrală.

Descrierea proiectului:

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.

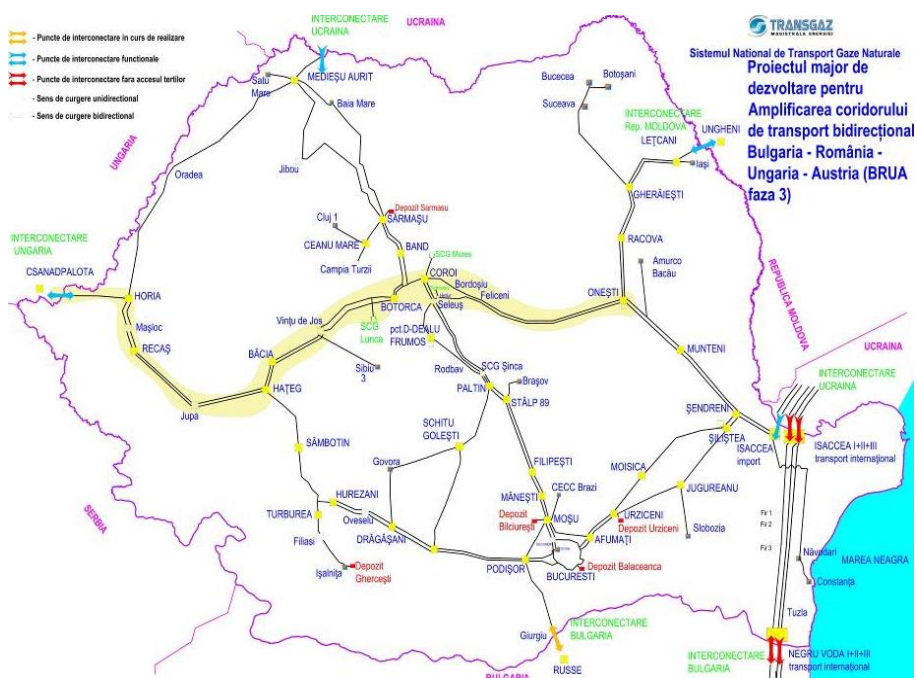


Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3

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 ENTSOG 2018:** TRA-N-959.

Proiectul va consta în următoarele:

- conductă nouă de transport gaze naturale Băcia–Hațeg–Horia–Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
- doua 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 ENTSO G 2018:** 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.** 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 fezabilitate.

SNTGN Transgaz SA va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesionarilor 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 capacități 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 titularii 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.

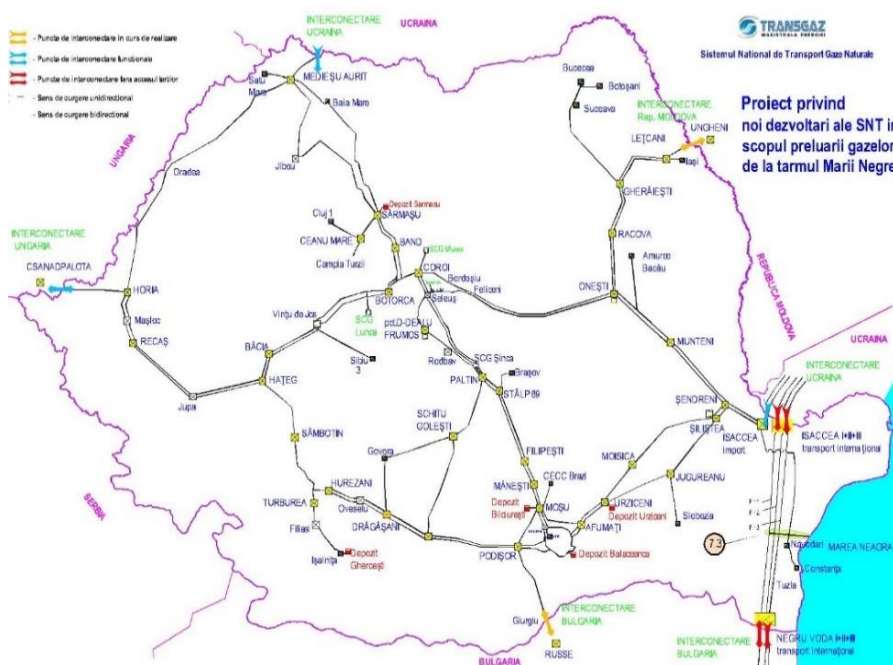


Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	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	anul 2018	2019
Construcție	2018-2019	2019 - 2020
Punere în funcțiune/începere operare	2019	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 ENTSOG 2018:** TRA-N-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;
- Se află în derulare procedura de achiziție publică pentru execuția lucrărilor.

7. Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Republica Serbia (inclusiv alimentare cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică)

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.

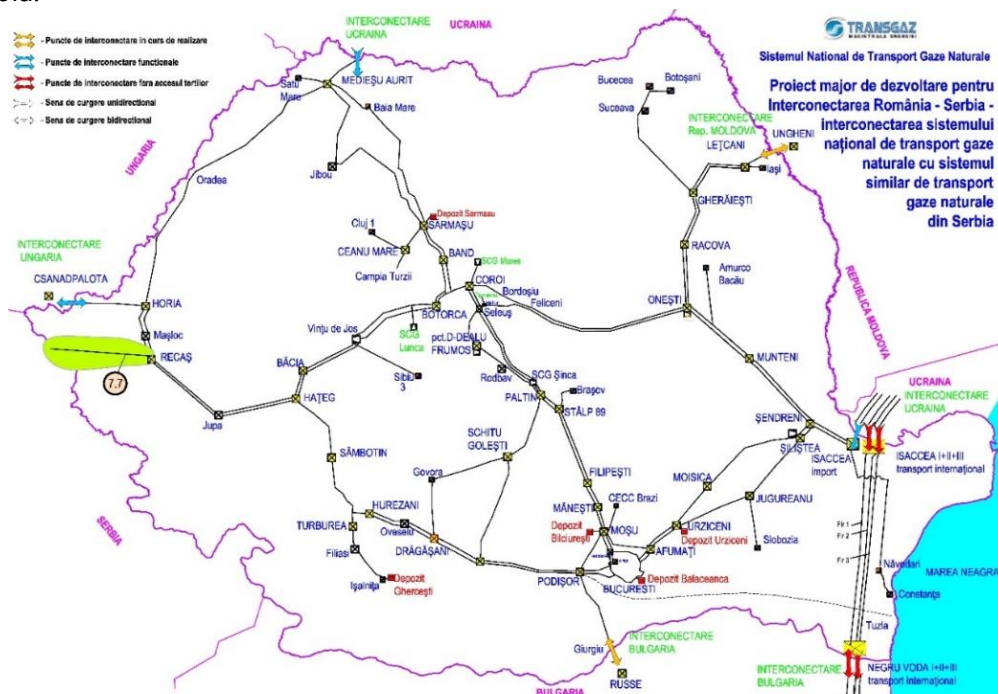


Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaş-Mokrin

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

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 1 (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 Recaș–Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici:
 - presiunea în conducta BRUA zona Recaș: 50-54 bar (PN BRUA–63 bar);
 - diametrul Conductei de interconectare: DN 600;
 - 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 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat februarie 2018
Studiu de fezabilitate	august 2018	finalizat noiembrie 2018
Proiect tehnic și Caiete de sarcini	decembrie 2018	finalizat ianuarie 2019
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	decembrie 2018	2019
Demarare procedură pentru achiziția lucrărilor de execuție	2019	2019
Construcție	2019 - 2020	2019 ÷ 2020
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2020

Termen estimat de finalizare: anul 2020

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 2018-2027	actualizat la data raportului
Lucrări de execuție	42,4 mil. Euro	41,93 mil Euro
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)		11,83 mil Euro
TOTAL	42,4 milioane EURO	53,76 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.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-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.

Proiectul "Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1" constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale care să le înlocuiească 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.

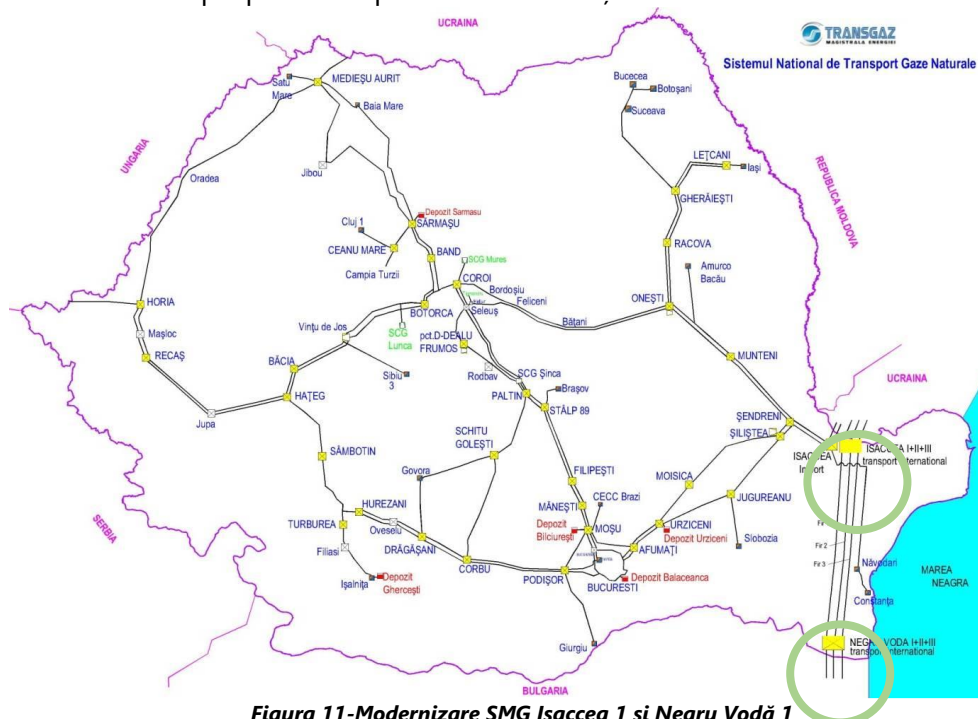


Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

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 înscrie 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 înscrie 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 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului	
		SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1
Studiu de fezabilitate	2018	finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)
Proiectare	2018	finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2018	obținută	2019 (dacă se obține terenul necesar)
Construcție	2018 - 2019	2019	2019-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2019	2020	2021

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

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2018-2027	actualizat la data raportului
SMG Isaccea 1	13,9 mil.Euro	13,88 mil.Euro
SMG Negru Vodă 1		12,77 mil.Euro
TOTAL	13,9 mil. EURO	26,65 milioane EURO

Stadiul proiectului

În cadrul Departamentului Proiectare Cercetare s-au finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic aferent obiectivului nou proiectat SMG Isaccea 1 precum și studiul de fezabilitate aferent obiectivului nou proiectat SMG Negru Vodă 1.

Este în curs de elaborare proiectul tehnic aferent obiectivului nou proiectat SMG Negru Vodă 1. Se află în derulare procedura de achiziție publică pentru execuția lucrărilor la SMG Isaccea 1.

Încadrare proiect în planuri internaționale

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

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.

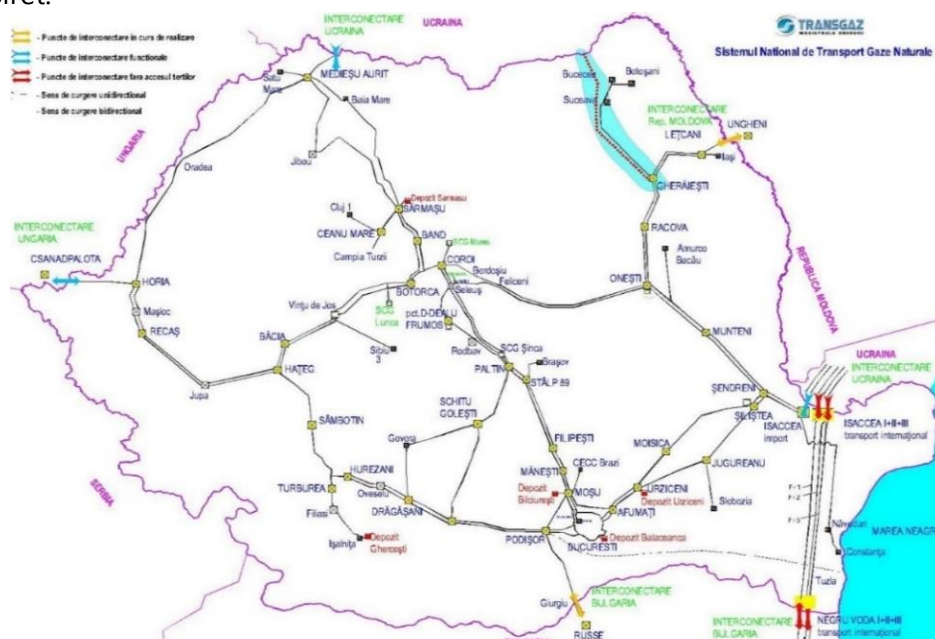


Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești-Siret

Descrierea proiectului:

Proiectul 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.

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	2018	finalizat
Studiu de fezabilitate	2018-2019	2019 - 2020
Proiectare	2019-2020	2020 – 2021*
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2021	2021*
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.

Actualizări și completări ale Planului de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport (PDSNT) gaze naturale 2018-2027

La data elaborării raportului se află în curs de aprobare **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport gaze naturale pentru perioada 2019-2028**, care include 5 proiecte noi, după cum urmează:

1. Dezvoltarea/modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României;
2. Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse;
3. Eastring–România;
4. Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale;
5. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport Gaze Naturale.

1. 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.

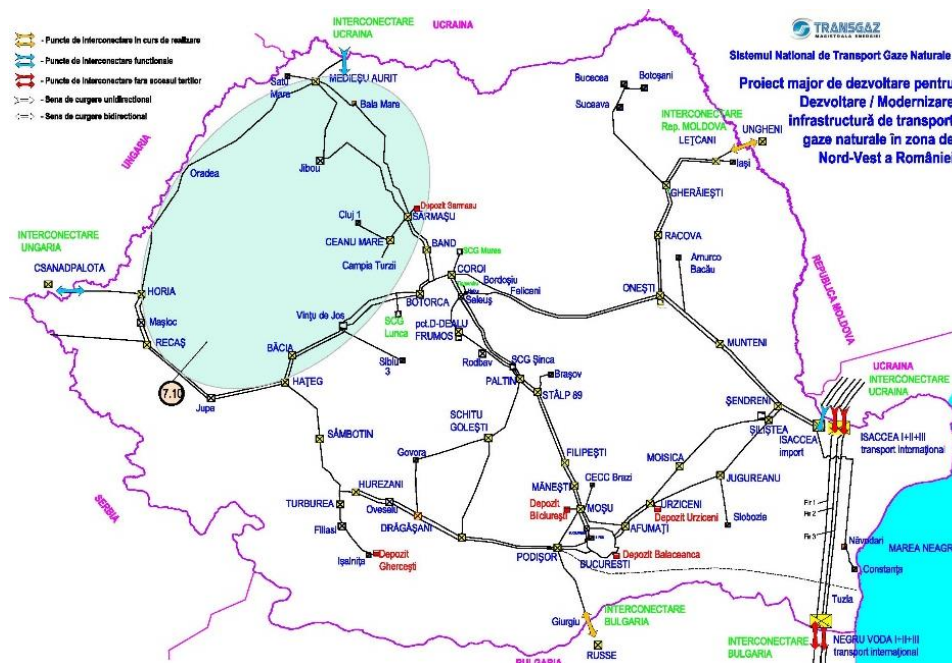


Figura 13- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

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:

- **Etapa 1:**
 - construirea conductei de transport gaze naturale și a instalațiilor aferente, pe direcția Horia–Borș.

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Etapa 1	2022
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Proiectare	2020-2021
Achiziții publice	2021
Construcție	2021-2022
Punere în funcțiune/începere operare	2022
Etapa 2	2025
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Proiectare	2021-2022
Achiziții publice	2022
Construcție	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025
Etapa 3	2026
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Proiectare	2022-2023
Achiziții publice	2023
Construcție	2024-2026
Punere în funcțiune/începere operare	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 Fezabilitate.

2. 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.

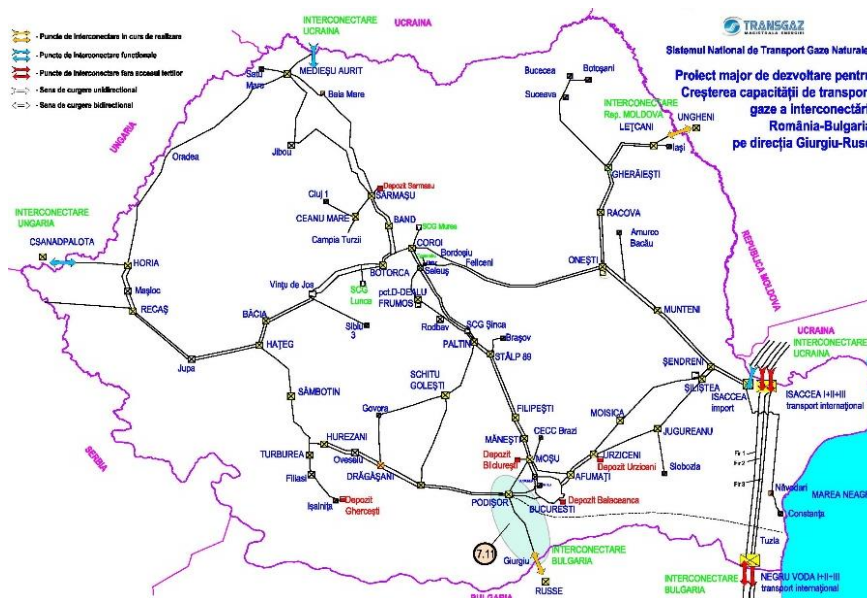


Figura 14- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

Descrierea proiectului

În funcție de capacitate, proiectul constă în:

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019-2020
Studiu de fezabilitate	2020-2021
Proiectare	2022-2024
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2024
Construcție	2025-2027
Punere în funcțiune/începere operare	2027

Termen estimat de finalizare: anul 2027

Valoarea estimată a investiției: 51,8 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, pe baza acestora urmând să fie stabilită și soluția tehnică finală.

3. 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	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Faza 1	2025
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	2019-2023
Achiziții	2022-2023
Construcție	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025
Faza 2	2030
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Proiectare	2025-2028
Achiziții publice	2028-2029
Construcție	2028-2030
Punere în funcțiune/începere operare	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 ENTSO G 2018 (Eastring-Romania):** TRA-N-655.

4. 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 exploatarea 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 SNTGN TRANSGAZ SA, 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	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019
Proiect Tehnic	2019-2020
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
Construcție	2020-2023
Punere în funcțiune/începere operare	2021-2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 8 milioane EURO

Stadiul actual al proiectului

Studiu de Fezabilitate – în curs de elaborare de către DPC

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

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

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 inmagazinare 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.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2019 - 2020
Proiect Tehnic	2020 - 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
Construcție	2020 - 2023
Punere în funcțiune/începere operare	2023

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 5,5 milioane EURO

Stadiul actual al proiectului: -

Nota Conceptuala si Tema de proiectare – în curs de elaborare

Grad de realizare a "Planului de dezvoltare a SNT pe 10 ani" – semestrul I 2019

Nr. crt.	Denumire proiect	Valoare totală estimată mil.Euro	Programul	Realizări 2013-2018		Realizări sem.I 2019 (lei)	TOTAL 2013-sem.I 2019	
				lei	mil. Euro	lei	lei	mil Euro
1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA faza 1		Studii de fezabilitate	4.296.872	0,95	-	4.296.872	0,95
			Proiectare (fără garanții păduri)	35.576.523	7,91	6.856.564	42.433.087	9,36
			Dezvoltare	307.018.041	68,23	283.466.454	590.484.495	128,0
			TOTAL BRUA faza 1	346.891.436	77,09	290.323.018	637.214.454	138,32
1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA faza 2		Studii de fezabilitate	-	-	-	-	-
			Proiectare (fără garanții păduri)	882.088	0,2	27.285	909.373	0,2
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL BRUA faza 2	882.088	0,2	27.285	909.373	0,2
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	-	935.391	0,21
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	5.293.184	1,18	82.391	5.375.575	1,2
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	6.228.575	1,39	82.391	6.310.966	1,41
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	-	765.438	0,17
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	1.075.265	0,24	682.752	1.758.017	0,38
			Dezvoltare	1.694.142	0,38	1.198.851	2.892.993	0,63
			TOTAL	3.534.846	0,79	1.881.603	5.416.449	1,18
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	3.826.351	0,85	-	3.826.351	0,85
			Proiectare (fără garanții păduri)	7.179.783	1,6	814.458	7.994.241	1,77
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL MOLDOVA	11.006.134	2,45	814.458	11.820.592	2,62
5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)		Studii de fezabilitate	-	-	-	-	-
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	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	563.418	0,13	34.444	597.862	0,14
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	563.418	0,13	34.444	597.862	0,14
7	Interconectarea România - Serbia		Studii de fezabilitate + Proiectare	505.027	0,11	62.923	567.950	0,12
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	505.027	0,11	62.923	567.950	0,12
8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1		Studii de fezabilitate + Proiectare	1.582.163	0,35	268.889	1.851.052	0,41
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	1.582.163	0,35	268.889	1.851.052	0,41
9	Interconectare România - Ucraina pe direcția Gherăești - Siret		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	0	0	0	0	0
TOTAL		1.904,3		371.193.687	82,5	293.495.011	664.688.698	144,4

Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani –sem.I 2019

3.2. Accesare Fonduri Europene

Societatea desfășoară permanent activitatea de identificare și monitorizare a oportunităților, surselor, fondurilor și instrumentelor structurale pentru finanțare de la nivelul UE, a programelor de finanțare gestionate de România prin intermediul Autorităților de Management (AM), precum și cele din ajutorul de stat și gestionează procedurile de accesare a finanțărilor nerambursabile pentru proiectele Transgaz, necesare pentru modernizarea / re tehnologizarea / dezvoltarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNTGN), asigurând:

- Identificarea surselor, fondurilor și programelor care pot finanța proiectele societății;
- Analiza condițiilor de eligibilitate și elaborarea propunerilor în vederea aprobării proiectelor eligibile și a investiției;
- Întocmirea dosarului Cererilor de finanțare și transmiterea acestuia către autoritățile finanțatoare;
- Întocmirea și transmiterea Cererilor intermediară și finală de plată a soldului;
- Monitorizarea implementării/post implementării proiectelor din perspectiva contractului de finanțare;
- Interfața cu partenerii de proiect și cu toți consultanții de specialitate, cu autoritățile naționale și internaționale competente, pe toată perioada implementării/post implementării proiectelor cu finanțare nerambursabilă;
- Operarea platformei MySMIS 2014+;
- Operarea platformei AEGIS - ACER Electricity and Gas Information System;
- Operarea platformei TENtec a INEA;
- Participarea la evenimente specifice domeniului Fondurilor Europene;
- Colaborarea cu Autoritățile de Management și Direcția Regională Infrastructură Bacău, Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun, Directoratele Generale de specialitate din cadrul Comisiei Europene, precum și cu partenerii de proiecte, interni și externi.
- Gestionarea declarațiilor vamale dovadă alternativă, pentru tranzitul de gaze naturale spre Grecia;
- Completarea și transmiterea declarației Intrastat.

Pentru obținerea unor noi finanțări aferente proiectelor TRANSGAZ, s-au desfășurat următoarele activități:

- urmărirea constantă a programelor de finanțare gestionate de structurile Comisiei Europene, site-urile acestora privind anunțurile deschiderii Call-urilor pentru depunerea de aplicații și site-ul Ministerului Fondurilor Europene (MFE) pentru prelucrarea informațiilor la zi și a instrucțiunilor în legătură cu fondurile nerambursabile;
- menținerea legăturii cu Autoritatea de Management a Programului Infrastructura Mare (POIM), cu scopul de a identifica posibilitățile de promovare a proiectelor TRANSGAZ ;
- întocmirea/transmiterea de informări către conducerea departamentelor/direcțiilor TRANSGAZ cu privire la oportunitățile de finanțare prin Programele de finanțare gestionate de Comisia Europeană și instituțiile naționale;
- întocmirea raportării anuale privind valoarea indicatorului de rezultat, respectiv "Capacitatea Sistemului Național de Transport al gazelor Naturale în punctele de interconectare" în baza Protocolului de colaborare încheiat între TRANSGAZ și MFE.

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

A. 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:

- s-a asigurat transmiterea către INEA a rapoartelor actualizate primite de la UMP BRUA,
- s-a colaborat 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.

B. 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,
- elaborarea documentelor aferente modificărilor intervenite pe parcursul implementării proiectului, în vederea informării/notificării Autorității de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020
- 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.

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

- întocmirea de rapoarte de progres, rapoarte de durabilitate și adrese, privind gestionarea proiectelor TRANSGAZ beneficiare de granturi Europene, documente care au fost transmise periodic Organismelor finanțatoare, în conformitate cu prevederile din Deciziile/Contractele de finanțare;
- asigurarea relației de comunicare între Unitatea de Implementare Proiect și Autoritatea de Management.

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

A. 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 2018.

B. Proiectul "Interconectare România - Bulgaria"

Proiectul de interconectare România - Bulgaria este singurul proiect prin care se poate asigura transportul gazelor naturale din traseul sudic al gazelor Azerbaidjan-Turcia-Grecia, spre Austria, prin tranzitarea Bulgariei și segmentul de pe teritoriul României, „Conducta de

gaz din Bulgaria în Austria, via România și Ungaria” (BRUA - cod 7.15, conform Listei 1 Proiecte de Interes Comun).

Ca urmare a depunerii documentației aferentă Cererii de plată a soldului final și a plății efectuată de către Comisia Europeană în contul SNTGN TRANSGAZ, în perioada 19 iunie - 21 iunie 2018, s-a desfășurat la sediul societății Misiunea de Audit financiar, în legătură cu declarația privind costurile finale pentru Acțiunea EEPR-2009-INTg-RO-BG-SI2.569565/SI2.569582 – Interconectarea sistemelor de transmisie a gazelor din România și Bulgaria.

Pe baza Raportului de audit intermediar s-au transmis din partea Serviciului Fonduri Europene, propuneri de actualizare/modificare a constatărilor, care au fost cuprinse în Raportul final.

Membrii echipei de audit au comunicat finalizarea misiunii de audit iar Raportul de audit final a fost pus la dispoziția TRANSGAZ în data de 19 martie 2019.

C. Proiectul " Interconectare România - Ungaria"

La solicitarea Comisiei Europene, s-a elaborat și transmis punctul de vedere al societății cu privire la acordarea accesului unui terț la documentele aferente proiectului (documente aferente Cererii de plată finală).

D. Proiectul: 7.1.5-0026-RO- S-M-14 – „FEED for the three Compressor Stations in the corridor PCI 7.1.5. – Romanian Section”

Ca urmare a Notificării transmise de Agenția Executivă pentru Inovații și Rețele prin care se comunica că în conformitate cu prevederilor Regulamentului No.1316/2013 al Parlamentului European și al Consiliului, s-a decis să se efectueze auditul financiar pentru proiectul: 7.1.5-0026-RO-S-M-14 – „FEED for the three Compressor Stations in the corridor PCI 7.1.5. – Romanian Section”, reprezentanții Direcției Fonduri Europene au participat la:

- Colectarea documentelor și informațiilor cuprinse în Notificarea de audit,
- Completarea chestionarelor de pre audit și transmiterea acestora către echipa de audit,
- Verificarea împreună cu responsabilul financiar de la UMP BRUAS a costurilor decontate de către CE,
- Acordare de suport pe parcursul misiunii de audit.

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

- S-au extras de pe platforma de comunicare ACER, documente/chestionare referitoare la proiectele TRANSGAZ,
- S-au transmis chestionarele responsabililor de proiecte, în vederea completării,
- S-au verificat informațiile completate și s-au introdus pe platforma ACER datele actualizate aferente proiectelor TRANSGAZ.

Activitatea de monitorizare și implementare a proiectelor cu finanțare din fonduri nerambursabile

Principalele activități derulate s-au axat pe sintetizarea și redactarea unui **manual de monitorizare** având ca model o serie de documente emise de Guvernul României (și alte instituții ale statului) și pe identificarea de noi linii de dezvoltare a TRANSGAZ finanțabile

parțial din fonduri UE sau proiecte de dezvoltare ce ar putea fi incluse pe viitor la finanțare din fonduri europene. Alte activități derulate în cadrul direcției s-au concretizat astfel:

- Întocmire, documentare și analiză privind formularistica de lucru, metodologia, planificarea și etapele de monitorizare în cadrul proiectelor TRANSGAZ finanțate cu fonduri europene nerambursabile.
- Analize tehnice privind dispozițiile de șantier ce privesc PT nr. 1062/2015 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului National de Transport Gaze Naturale pe coridorul Bulgaria - Romania - Ungaria - Austria - lot 1.
- Acordarea suportului necesar activităților de instruire periodică SSM și SU.
- Documentarea, informarea și analizarea unor tehnologii privind folosirea CNG și LNG, inclusiv în cadrul unor rețele virtuale de transport al gazului și de posibilități de accesare a fondurilor europene nerambursabile.
- Documentarea, informarea și analizarea unor tehnologii privind folosirea metodelor non-explozive la săparea șanțurilor în teren dificil, ținând cont de studiul comparativ privind soluțiile de derocare cu utilizarea de echipamente mecanice, respectiv de material exploziv, aplicate la realizarea platformei de montaj a șanțului de pozare a conductelor de transport gaze naturale amplasate în arii naturale protejate și influența acestora asupra factorilor de mediu, sau alte altor magistrale gaziere aflate în diverse faze de implementare și care traversează zone stâncoase, greu accesibile utilajelor grele convenționale.
- Documentarea și întocmirea fișelor de țară solicitate punctual, cu accent pe sectorul economic gazier.
- Analiza unor noi soluții moderne cu aplicații de monitorizare în industria gazieră și evoluția tehnologiilor disponibile pentru construirea și mentenanța unor conducte magistrale de transport gaz.

3.3 Cooperare Internațională

Îndeplinirea obiectivelor strategice ale TRANSGAZ 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 în anul 2016.

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. În acest sens, părțile sunt în proces de convenire a text-ului Acordului de Interconectare, în vederea lansării procesului de consultare publică a regulilor comerciale, parte din Acordul de Interconectare.

Începând din luna iunie TRANSGAZ împreună cu Bulgartransgaz derulează consultările publice privind Acordul de Interconectare aferent punctului de interconectare Negru Vodă 2,3/Kardam.

FGSZ Ltd. (Ungaria):

- *Proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului de transport Bulgaria-România-Ungaria-Austria”:*
 - Părțile au menținut contactul pentru dezvoltarea coordonată a proiectului BRUA.
- *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Csanadpalota, în conformitate cu Codurile europene de Rețea (CAM, BAL, INT):*
 - în temeiul Acordului de Interconectare încheiat pentru Punctul de Interconectare Csanadpalota, 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.
 - În vederea armonizării cerințelor privind calitatea gazelor naturale pe coridorul ROHU, în lunile mai și iunie ale anului curent au avut loc la sediul Autorității de Reglementare în domeniul Energiei din România (ANRE) și respectiv la sediul Autorității de Reglementare în domeniul Energiei din Ungaria (MEKH), întâlniri ale grupului de lucru constituit din reprezentanții ANRE, MEKH, TRANSGAZ și FGSZ. În cadrul acestor întâlniri a fost demarată analiza cadrului de reglementare din cele două state cu privire la calitatea gazelor, discuțiile urmând a fi continuate în vederea identificării unei soluții pentru armonizarea calității gazelor naturale.
- *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. În acest sens părțile au semnat în cursul lunii mai „Metoda comună de determinare a capacității tehnice pentru PI Csanádpalota”.

UKRTRANSGAZ (Ucraina):

- *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Isaccea 1 în temeiul Acordului de Interconectare încheiat în conformitate cu reglementările europene aplicabile. În prezent părțile sunt în proces de convenire a Actului adițional la acest Acord de Interconectare.*
- *Operarea Punctului Virtual de Interconectare Isaccea 2,3/Orlovka. Părțile sunt în proces de convenire a Acordului de Interconectare aferent acestui punct.*
- *Operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo - părțile sunt în proces de negociere a unui Acord de Interconectare.*
- *Părțile se află în procesul de analiză a stațiilor de măsurare aferente punctelor de interconectare transfrontalieră între România și Ucraina.*

VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):

În baza deciziei AGEA, la data de 18.12.2017, a fost înființată la Chișinău, compania Eurotransgaz S.R.L., având ca asociat unic S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. din România. În îndeplinirea obiectului său de activitate, Eurotransgaz S.R.L. 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.

În septembrie 2018 a fost demarată procedura de achiziție lucrări în vederea îndeplinirii obiectivului investițional asumat "Conducta de interconectare a Sistemului de Transport Gaze din România cu Sistemul de Transport Gaze din Republica Moldova, Faza II, pe direcția Iași - Ungheni - Chișinău”.

În data de 14.01.2019 la București a avut loc semnarea contractului cu câștigătorul procedurii de achiziție "Lucrări privind execuția conductei de interconectare a Sistemului de Transport Gaze Naturale din România cu Sistemul de Transport Gaze Naturale din Republica Moldova – Faza II – direcția Iași – Ungheni – Chișinău (7 loturi)" - LOTUL 7 - Asocierea ACI CLUJ S.A. – IMSAT SERVICE S.A. – ABCONY SERV S.R.L.

În data de 24 ianuarie 2019 TRANSGAZ și Banca Europeană de Investiții au semnat, la Luxemburg Contractul de finanțare a proiectului de gazoduct Ungheni-Chișinău în valoarea totală de 38 de milioane de euro.

În luna aprilie al acestui an s-au semnat contractele cu câștigătorii procedurii de achiziție pentru Lotul 1; Lotul 2; Lotul 3; Lotul 4; Lotul 6 al "Lucrărilor privind execuția conductei de interconectare a Sistemului de Transport Gaze Naturale din România cu Sistemul de Transport Gaze Naturale din Republica Moldova – Faza II – direcția Iași – Ungheni – Chișinău”. În prezent sunt demarate lucrările de construire aferente proiectului.

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 domeniul 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" 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 Fezabilitate și Proiectul Tehnic.

Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:

Shipperi regionali de gaze naturale:

(Gazprom Export, Bulgargaz, titulari ai unor perimetre on-shore și off-shore din România (ExxonMobil, Lukoil, OMV Petrom, Black Sea Oil and Gas, Romgaz)

GAZPROM EXPORT (Federația Rusă):

Sunt în derulare relațiile contractuale bilaterale aferente conductelor Tranzit II și Tranzit III.

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 capacitate 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 RBP (Regional Booking Platform) de tranzacționare a capacității.

TRANSGAZ colaborează cu titulari 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 companii internaționale relevante pentru sectorul energetic** și, în acest sens, poartă discuții pentru încheierea unor acorduri de cooperare.

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

SNTGN Transgaz S.A. a aderat de-a lungul timpului și și-a păstrat calitatea de membru în cadrul unor organisme naționale și internaționale de profil. Avantajele/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 s-a afiliat:

- Organisme internaționale: Pigging 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), Societate Inginerilor de Petrol și Gaze, Camera de Comerț, Industrie și Agricultură din Sibiu, Asociația Română de Mecanica Ruperii (ARME), Centrul Român al Energiei (CRE), American Chamber (AmCham), Comitetul Național ICC România.

Au fost plătite la zi toate taxele și cotizațiile de membru conform contractelor de asociere. 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.

A fost introdusă în procesul de aprobare internă posibilitatea afilierii TRANSGAZ la Federația Patronală de Petrol și Gaze (FPPG). Potrivit hotărârii Consiliului de Administrație nr. 23/31.06.2019, a fost avizată introducerea spre aprobare în cadrul Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor a referatului privind afilierea la FPPG.

În cadrul DAFERI, s-au asigurat următoarele:

- Raportarea anuală a progresului proiectelor PCI către ACER
- Raportarea progresului proiectului BRUA către INEA
- Raportarea progresului proiectelor PMI către Comunitatea Energetică Europeană
- Colaborarea cu ENTSOG în vederea finalizării TYNDP (planului de dezvoltare pe 10 ani)
- Înscrierea proiectelor TRANSGAZ pentru a 4-a lista PCI și promovarea acestora.

În primul semestru al anului 2019, reprezentanții Transgaz au participat la o serie de întâlniri cu partenerii externi și cu organizații europene de profil, precum și la evenimente internaționale și naționale dedicate sectorului gazier cu un impact semnificativ asupra activității și obiectivelor companiei.

Dintre acestea, subliniem următoarele:

- Ianuarie 2019 Abu Dhabi - Participare la "The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference"
- Ianuarie 2019 Bruxelles - Întâlniri cu reprezentanți DG ENER, ai Ministerului Economiei și Infrastructurii din Republica Moldova
- Ianuarie 2019 Viena - Participare la 12th Annual European Gas Conference
- Februarie 2019 Baku - Cea de-a 5a Reuniune Ministerială a Consiliului Consultativ privind Coridorul Sudic al Gazelor
- Februarie 2019 Atena - Reuniune la nivel de experți pentru definitivarea textului Protocolului care va fi semnat.
- Martie 2019 Viena - Întâlnire între TRANSGAZ - OMV și OMV Petrom.
- Martie 2019 Bruxelles - Întâlnirea Grupurilor Regionale din domeniul gazelor
- Iunie 2019 Bruxelles - Întâlnire între TRANSGAZ și INEA
- Mai 2019 Bruxelles - Forumul Energetic SUA-UE
- Mai 2019 Bruxelles - Reuniunea Grupurilor regionale pentru Gaze TEN-E
- Mai 2019 Kirkovo, Bulgaria - Ceremonia de începere a lucrărilor de execuție a Interconectării Grecia-Bulgaria
- Iunie 2019 Bruxelles - Întâlnirea Comitetului Consultativ al Secretariatului Cartei Energiei (IAP) Investiții pentru un sector al Energiei cu emisii scăzute de carbon
- Iunie 2019 Bruxelles - Întâlnire cu reprezentanții INEA
- Iunie 2019 Viena - Întâlnire cu reprezentanții Băncii Mondiale și cu reprezentanții CEGH și OMV Petrom
- Iunie 2019 Ljubljana - Forumul de Afaceri Inițiativa celor Trei Mări
- Iunie 2019 Belgrad - Întâlnirea cu reprezentanți ai companiei naționale de gaze naturale Srbjagaz
- Iunie 2019 Bruxelles - Întâlnirile Grupurilor Regionale TEN-E pentru gaz

Reprezentanța Transgaz la Bruxelles

În conformitate cu atribuțiile și responsabilitățile stabilite, activitatea Reprezentanței s-a concentrat pe următoarele direcții de acțiune:

- promovarea intereselor Transgaz – s-au fost obținute date privind eventuale aspecte ce pot avea impact asupra activității companiei;
- identificarea și semnalarea către Transgaz a unor evenimente/activități organizate la Bruxelles într-o perspectivă de timp pe termen scurt și mediu, relevante pentru companie pe linie de informare/documentare, promovarea intereselor/imaginii companiei și networking;
- studiu individual (materiale/analize publicate de COM/PE/CE privind domeniul energiei/gazelor naturale/infrastructurii de transport gazier la nivel european/proiecții de viitor în plan geopolitic și geostrategic relevante pentru companie);
- asigurarea asistenței delegațiilor Transgaz aflate la Bruxelles pentru a participa la diferite activități/evenimente;
- organizarea activităților desfășurate la sediul reprezentanței;
- participare activă la toate workshop-urile organizate de GIE în vederea reprezentării intereselor companiei în ceea ce privește infrastructura europeană de gaze;
- dezvoltarea relațiilor cu alți Operatori de Sisteme de Transport prezenți la Bruxelles;
- întreprinderea și soluționarea de acțiuni pe linie administrativă.

Reprezentanța Transgaz la Chișinău

Reprezentanța Transgaz la Chișinău a fost constituită în principal, în vederea dezvoltării parteneriatelor și a proiectelor de infrastructură în domeniul gazelor naturale în colaborare cu Republica Moldova.

În prezent, având în vedere faptul că începând cu luna Octombrie 2018, SNTGN TRANSGAZ SA deține o subsidiară la Chișinău (Eurotransgaz SRL) și controlează integral Vestmoldtransgaz SRL, atribuțiile și responsabilitățile Reprezentanței Chișinău au fost preluate de către Eurotransgaz SRL și Vestmoldtransgaz SRL.

Relațiile de colaborare cu ministerele de resort.

În semestrul I 2019 au fost transmise către Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Ministerul Afacerilor Externe, precum și către Guvernul României, informații 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 directoare 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 Csanadpalota**, 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).
- 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. 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. 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 Algyó).

3.5. Retehnologizare și automatizare - SCADA

În vederea menținerii/îmbunătățirii calității și eficienței activității operaționale în cadrul SNTGN Transgaz S.A. a fost implementat **Sistemul de comandă și achiziție date - SCADA**.

Implementarea Sistemului SCADA TRANSGAZ facilitează și permite într-un flux continuu:

- asigurarea transmiterii în timp real a parametrilor tehnologici (presiune, debit, temperatură, calitate gaze, putere calorifică) la nivelul tuturor dispeceratelor naționale și teritoriale;
- exportul valorilor tehnologice într-o nouă bază de date în vederea satisfacerii cerințelor de comunicare internă/externă conform procedurilor/prevederilor/acordurilor încheiate la nivelul Societății;
- îmbunătățirea capacității TRANSGAZ de a controla și reacționa rapid și eficient la orice risc potențial de întrerupere a activității contribuind la creșterea siguranței operării sistemului național de transport gaze naturale;
- asigurarea condițiilor necesare oferirii serviciilor de transport gaze naturale pe termen scurt în punctele de intrare/ieșire în/din sistemul național de transport și derulării contractelor aferente acestui tip de servicii, conform cerințelor Regulamentului (CE) nr. 715/2009.

Pentru extinderea sistemului SCADA se urmărește:

- Verificarea nivelului de implementare a instalațiilor de automatizare, monitorizare locală și SCADA;
- Contractare și implementare SCADA la obiective SNT neincluse în Sistemul SCADA Transgaz;
- Contractare servicii telecomunicații SCADA;
- Determinarea gradului de automatizare locală a obiectivelor SNT;
- Proiectarea sistemelor de control de la distanță a obiectivelor SNT;
- Analiza modului actual de operare în vederea elaborării procedurilor;
- Elaborarea planului de mentenanță și identificarea obiectivelor relevante;
- Implementare SCADA la puncte de interconectare:

Astfel, în semestrul I 2019, s-au desfășurat activități tehnice de integrare de noi echipamente în sistemul SCADA:

- S-au executat lucrări de integrare în Sistemul SCADA în cadrul a 22 locații SNT (20 de tip SRM și 2 tip Nod tehnologic) din 30 locații SNT planificate.
- S-au executat lucrări de integrare în Sistemul SCADA pentru:
 - 2 semnale alarmă din instalații de odorizare din cadrul a 2 locații tip SRM;
 - 1 automat programabil PLC automatizare locală din cadrul a 1 locație tip NT;
 - 1 analizor punct de rouă apă din cadrul a 1 locație tip NT;
 - 1 analizor punct de rouă hidrocarburi din cadrul a 1 locație tip NT;
 - 27 convertoare de volum (tip PTZ4) din cadrul a 19 locații tip SRM;
 - 2 SRM noi la ET Brașov (2 coduri GMOIS);
 - 1 tablou de alimentare redundantă 220Vca la 1 locație tip SRM cu panouri solare;
 - 3 traductori de presiune relativă la 3 locații tip SRM.

Situație privind realizarea preluării parametrilor tehnologici în punctele de interconectare la 30.06.2019

Punct de interconectare	Situatie	
	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 (<i>parametrii tehnologici sunt prezenți și în SMG Giurgiu</i>).	Finalizat
SMG Negru Vodă	Finalizat.	Finalizat.
SMG Kardam	Finalizat (<i>parametrii tehnologici sunt prezenți și în SMG Negru Vodă</i>).	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 (<i>parametrii tehnologici sunt prezenți în Centrul de Automatizare din Sector Iasi și în NT Lețcani</i>).	În analiză.

În semestrul I 2019 s-au desfășurat o serie de activități în vederea menținerii, dezvoltării și modernizării Sistemului Național de Transport Gaze Naturale conform conceptului de rețea inteligentă (SCADA), programul de mentenanță pentru echipamente SCADA fiind îndeplinit integral, conform planificării :

TOTAL STAȚII/ ET	Exploatare Teritorială (ET)									TOTAL STAȚII
	Arad	Bacău	Brăila	Brașov	București	Cluj	Constanța	Craiova	Mediaș	
	100	107	65	121	118	207	21	87	257	1083
Planificat Sem.I	100	107	65	121	118	207	21	87	257	1083
Realizat Sem.I	100	107	65	121	118	207	21	87	257	1083
Procent realizat Sem.I	100 %	100 %	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

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 30.06.2019:

Denumire obiectiv/componentă SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional	km	13.428 369
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.125 (1.231 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	59
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	7
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG)	buc	4
Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.036
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902

Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 30.06.2019

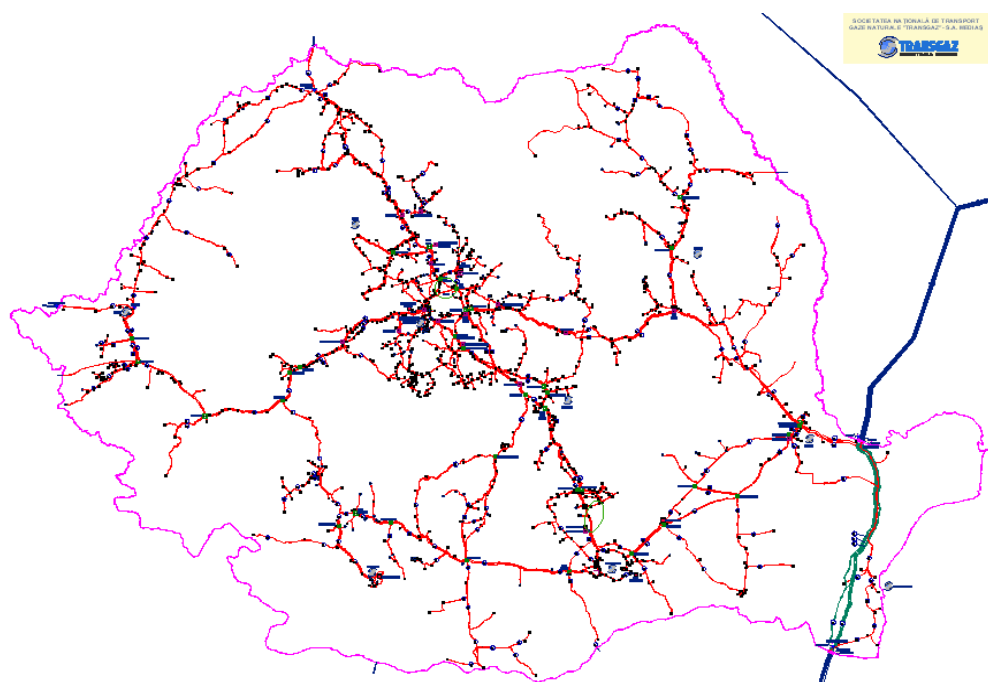


Figura 16-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

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	6.902	351	148
Între 30 și 40 ani	1.727	164	60
Între 20 și 30 ani	692	302	250
Între 10 și 20 ani	1.505	852	568
< 10 ani	569	102	161
< 5 ani	239	23	44
TOTAL	11.634	1.794	1.125 SRM-uri (1.231 direcții de măsurare)
	13.428		

Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 30.06.2019, din perspectiva duratei de funcționare

Se observă că în ceea ce privește conductele și racordurile de transport gaze naturale, din cei **13.428 km** aflați în exploatare, cca. **76% au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani**, apropiată de durata lor normală de funcționare.

Diagnosticările efectuate până în semestrul I 2019 (inclusiv) cu PIG-ul inteligent pentru cca. **2.726 km (4.432 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.

În semestrul I 2019 s-a efectuat inspecția cu PIG de determinare a geometriei conductei 40" Isaccea-Șendreni cu lungimea de 54 km, activitate care reprezintă etapa preliminară realizării inspecției de determinare a defectelor materialului tubular. Au fost efectuate curățiri interioare pe **334 km** de conducte.

Un procent de 79,4 % din conductele de transport gaze naturale au izolația pasivă realizată printr-un sistem pe bază de bitum, ceea ce duce și la creșterea consumului de energie electrică înregistrat la cele **1.036** stații de protecție catodică a conductelor.

Aproximativ **95,5 %** din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic.

Până la 30.06.2019 au fost realizați **58,78 km** de măsurători intensive.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.231** de SRM-uri (direcții de măsurare), **46** 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 **1.231** 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 **3** stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport. Două din cele 3 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. În acest sens, până la finalizarea procesului de modernizare, respectiv 31.03.2020, cele două stații de comprimare vor fi nefuncționale. În vederea asigurării continuității activităților de mentenanță la stația de

comprimare Șinca, în semestrul I anul 2019 s-au executat lucrări de mentenanță în baza contractelor de servicii în vigoare, după cum urmează:

- Verificare automatizare și linii de vibrații la stația de comprimare Șinca, grupurile de comprimare SOLAR B și Ingersoll Rand 1 și 2
- Revizii tehnice și service la instalația de aer instrumental la STC Șinca (grupuri SOLAR).

În vederea asigurării condițiilor de siguranță deplină la intervențiile asupra conductelor de transport gaze, reducerii considerabile a consumurilor tehnologice și totodată, asigurării îndeplinirii obiectivului privind diminuarea la minimum a emisiilor de gaze naturale în atmosferă prin utilizarea "Stației mobile de comprimare-recuperare gaze naturale", s-a efectuat o analiză de oportunitate privind intervenția cu acest utilaj, în baza lucrărilor de reparații-reabilitări conducte din cadrul SNT, cuprinse în programele specifice (cu terți sau cu forțe proprii) pe anul 2019. În acest sens, până la 30.06.2019 s-au efectuat următoarele lucrări de recuperare prin transvazare a gazelor naturale cu ajutorul stației mobile de comprimare/transvazare gaze (SMCTG):

- Transvazare din tronsonul de conductă Dn800 Onești-Cosmești în tronsonul Dn500 Onești-Adjudu Vechi, prin cuplarea stației mobile de comprimare/recuperare gaze în SCV Onești. Volum gaze recuperat = 186159 Nmc
- Transvazare din tronsonul de conductă Dn500 Hațeg-Bouțari în conducta Dn500 Hațeg-Paroșeni, prin cuplarea stației mobile de comprimare/recuperare gaze în NT Hațeg. Volum gaze recuperat = 67264 Nmc

Deasemenea, se află în pregătire lucrarea de recuperare prin transvazare a gazelor naturale cu ajutorul stației mobile de comprimare/transvazare gaze (SMCTG) în locația NT Podișor din tronsonul de conductă Dn500 Podișor-R10, în conducta Dn 800 Podișor-Crevedia, unde se estimează recuperarea unui volum de gaze de 115000 Nmc.

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 **902** instalații de odorizare din care **602** sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate. Din cele **602** sisteme moderne, un număr de **37** sunt de tip centralizat–deservind mai multe puncte de livrare. **300** 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.

În semestrul I al anului 2019 s-au înlocuit 3 instalații de odorizare vechi cu instalații de odorizare automate.

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 5 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
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

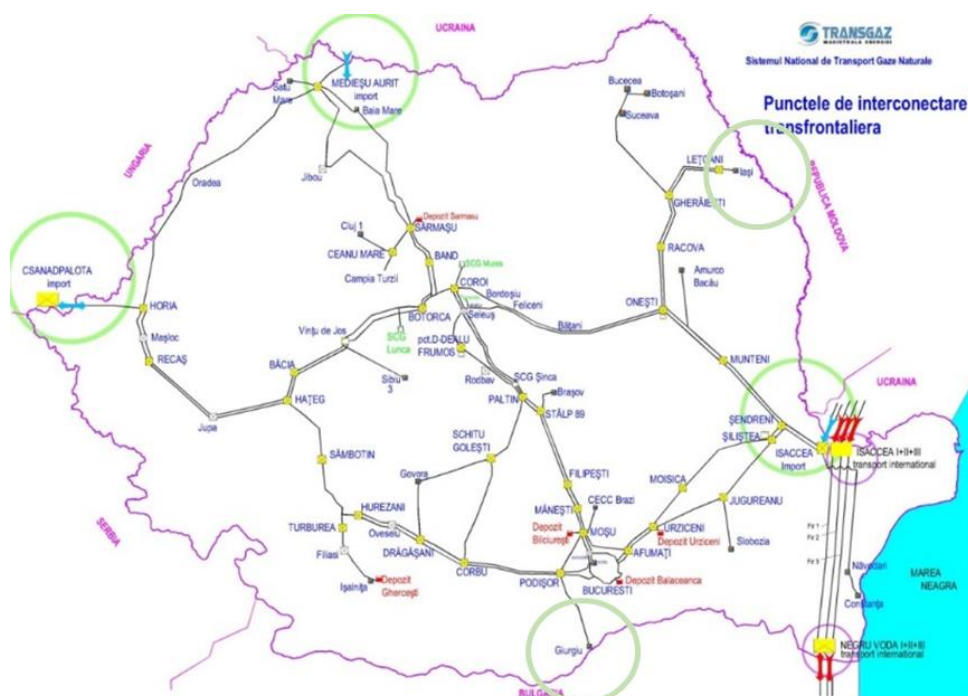


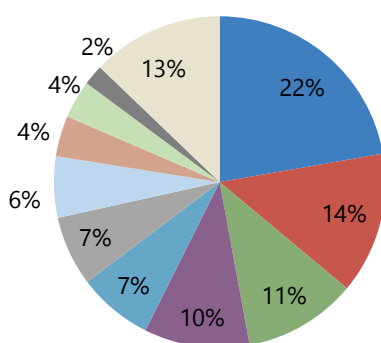
Figura 17-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

3.6.2. Activitatea de operare

În perioada **1 octombrie 2018–30 iunie 2019** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 98/29 mai 2018**, 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.

Principali beneficiari ai serviciului de transport gaze naturale în perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2019 :

Nr. Crt.	Principali utilizatori de rețea	VAL. FACTURATĂ FĂRĂ TVA (LEI)	%
1	ENGIE Romania SA	158.705.035,70	22,38%
2	SNGN ROMGAZ SA	98.563.086,86	13,90%
3	OMV PETROM SA	78.686.769,00	11,10%
4	E.ON GAZ FURNIZARE SA	73.440.999,26	10,36%
5	E.ON ENERGIE ROMANIA SA	52.196.494,17	7,36%
6	OMV PETROM GAS SRL	48.653.314,53	6,86%
7	ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA	38.476.884,50	5,43%
8	BULGARGAZ EAD	28.310.346,39	3,99%
9	SCAEP GIURGIU PORT SA	26.476.099,29	3,73%
10	VALAHIA GAZ SRL	14.155.413,03	2,00%
11	ALȚI UR	91.544.689,87	12,91%
	TOTAL	709.209.132,59	100,00%



■ ENGIE ROMÂNIA SA	■ ROMGAZ SA MEDIAȘ	■ OMV PETROM SA
■ E.ON GAZ FURNIZARE SA	■ E.ON ENERGIE ROMÂNIA SA	■ OMV PETROM GAS SRL
■ ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI	■ BULGARGAZ EAD	■ SCAEP GIURGIU PORT SA
■ VALAHIA GAZ SRL	■ Alți utilizatori	

Grafic 9- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -30 iunie 2019

În semestrul I 2019 s-au încheiat și semnat cu utilizatorii de rețea, **674 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 perioada ianuarie-iunie 2019:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	4	68	331	47	450

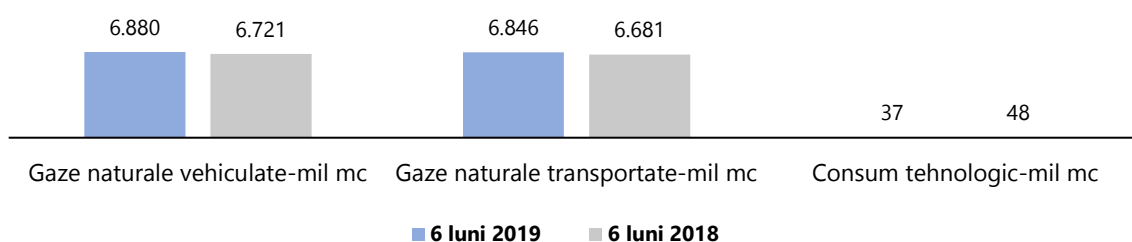
Total contracte în punctele de interconectare încheiate pe RBP în perioada ianuarie-iunie 2018:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	-	17	50	157	224

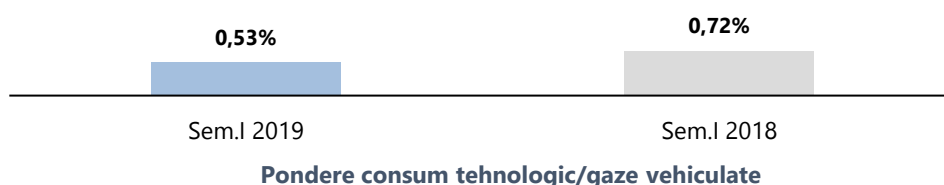
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în primele 6 luni ale anului 2019 comparativ cu perioada similară din anul trecut, este următoarea:

Indicator	UM	Sem. I 2019	Sem. I 2018	+/-	%
0	1	2	3	5=4-3	6=4/3-1
Gaze naturale vehiculate	mii mc	6.880.328	6.721.242	159.086	2%
Gaze naturale transportate	mii. mc	6.845.935	6.681.288	164.647	2%
Consum tehnologic	mii. mc	36.517	48.309	-11.792	-24%
Pondere consum tehnologic/gaze vehiculate	%	0,53%	0,72%		-26%

Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018



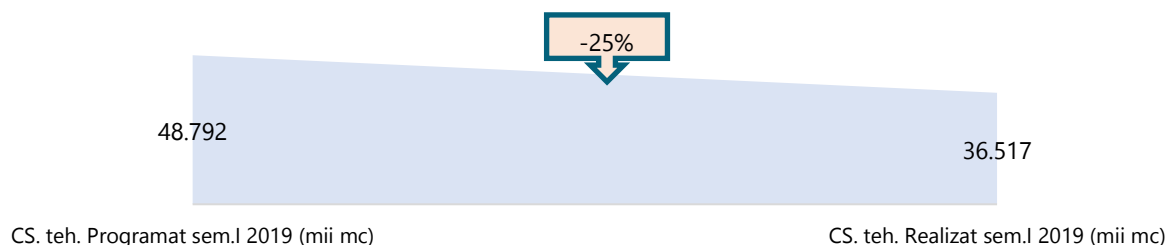
Grafic 10-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic în perioada Sem.I 2018 vs. Sem.I 2019



Grafic 11-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate Sem.I 2019 vs.Sem.I 2019

	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL 2019
CS.THN.PROGRAMAT -mii mc	9.298	9.705	9.169	7.758	7.029	5.833	48.792
CS.THN.REALIZAT -mii mc	8.049	6.776	6.116	6.084	4.909	4.583	36.517

Tabel 11-Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în sem.I 2019



Grafic 12-Nivelul consumului tehnologic total realizat în Sem.I 2019 vs. programat Sem.I 2019

Astfel, după cum se poate observa, în semestrul I 2019, comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent, evoluția consumului tehnologic pe SNT a înregistrat un trend descendent, acesta fiind cu 24% mai mic decât cel înregistrat în semestrul I 2018 și cu 25% mai redus față de nivelul programat pentru semestrul I 2019.

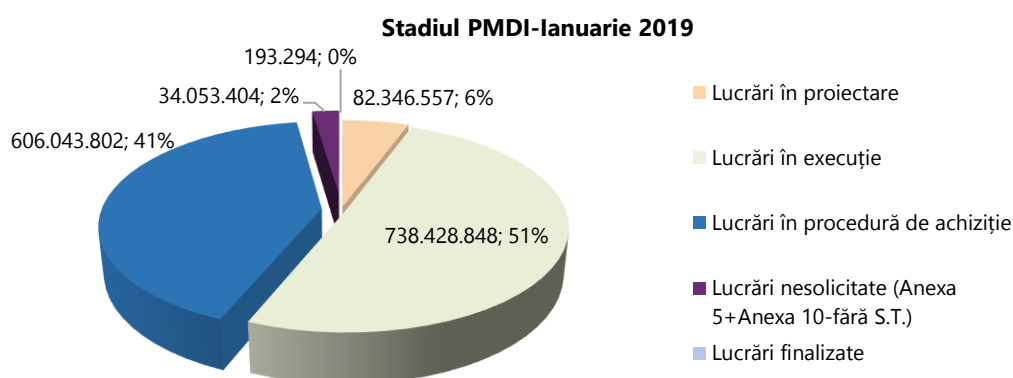
3.6.3. Politica de investiții

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.

Față de valoarea totală aprobată a Programului de Modernizare și Dezvoltare Investiții pentru anul 2019 de **1.461.066 mii lei**, valoarea totală a realizărilor este de **324.306 mii lei**, ceea ce reprezintă o îndeplinire a programului, la finele semestrului I, în proporție de **22,2%**

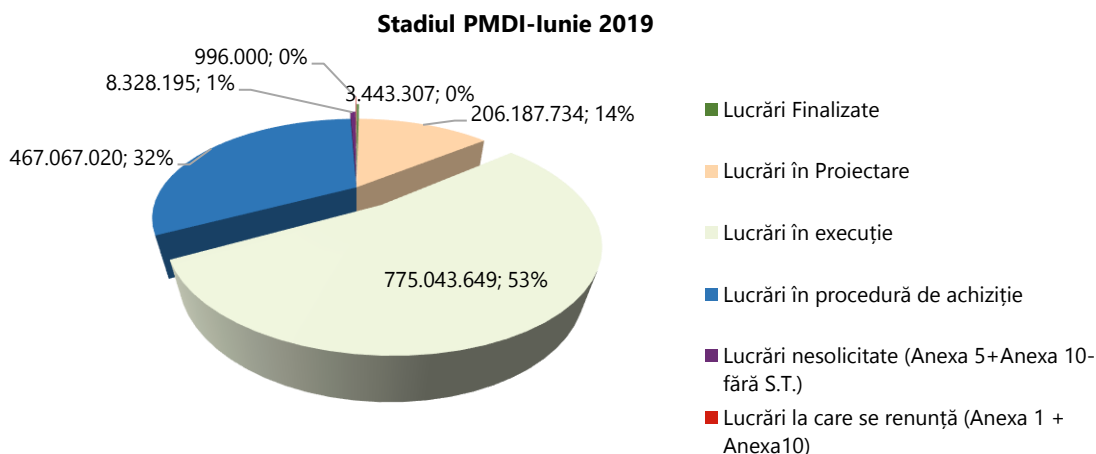
Din valoarea totală bugetată a PMDI 2019, în luna ianuarie 2019, lucrările în execuție reprezentau 51%, lucrările în achiziție 41 %, iar lucrările aflate în proiectare 6%.



Grafic 13 - Stadiul PMDI - Ianuarie 2019

La finele semestrului I 2019, lucrările în execuție reprezintă 53%, lucrările în proiectare 14%, lucrările în procedură de achiziție 32%, iar lucrările pentru care nu au fost transmise documentațiile necesare pentru demararea achiziției 1% din valoarea totală a programului.

Se poate observa creșterea procentului lucrărilor în proiectare, motivat de necesitatea suplimentării cu 140.000.000 lei a lucrărilor programate la Capitolul D – *Dezvoltarea SNT conform Legii 123/2012 (Actualizată), Art. 130, al e¹ și e²*, fonduri asigurate prin redistribuire de la lucrările aflate în execuție sau achiziție, cu precizarea că lucrările de la Capitolul D sunt încă în fază de proiectare.



Grafic 14 - Stadiul PMDI - Iunie 2019

Principalele lucrări finalizate în semestrul I 2019 sunt:

- Conducta de racord DN700 SRM SIDEX GALATI;
- lucrări privind punerea în siguranță racord de alimentare cu gaze naturale SRM BRĂILA, zona Ferma Agricolă;
- Punere în siguranță subtraversare pârâu Bogdana cu conducta DN 800 Onești-Han Domnești, în zona Bogdana;
- Înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I (doar instalația tehnologică);
- SRM Dej II (instalația tehnologică);
- Montare gara primire godevil pe conducta DN800 Bățani-Onești, zona Bogdănești;
- Punerea în siguranță traversare aeriană pe conducta DN500 Rotbav-Șinca și DN700 Bărcuț-Șinca, în zona Toderița;
- Lucrări privind punerea în siguranță traversare aeriană pârâu Vețca cu conducta DN600 Coroi-Bordoșiu, zona Bordoșiu;

Principalele lucrări aflate în execuție:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA);
 - lucrări de execuție Stații de Comprimare (Podișor, Bibești, Jupa);
 - lucrări de execuție conductă (Faza 1);
 - lucrări de automatizare și securizare conductă.
- Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 si reverse flow Isaccea – etapa I;
- Consolidarea sistemului de transport în România, între Onesti și 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;
- 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 Ø12" Mintia - Brad - stei, et.I Mintia – Brad;
- Conducta de transport gaze DN600 Mașloc - Recaș - etapa I, (partea II - zona prin fond forestier);
- Conducta de transport gaze de interconectare între DN250 Țeline-Sighișoara și DN700 Coroi-Bărcuț;
- Conducta de transport gaze DN400 Vaslui - Iași (tr. Vaslui - Mogoșești) - reîntregire în zona pădurii Bârnova.

Principalele lucrări aflate în procedură de achiziție sunt:

- 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;
 - automatizare si securizare conductă;
 - achiziție grupuri de comprimare;
 - achiziție material tubular și curbe.

- Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la Țărmul Mării Negre (Țărmul Mării Negre - Podișor);
- Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 si reverse flow Isaccea – etapa II- lucrări în NT Șendreni existent;
- Modernizare SMG Isaccea 1;
- Noi dezvoltări în scopul preluării gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Vadu-T1);
- Conducta de transport gaze DN400 Vaslui - Iași (tr. Vaslui - Mogoșești) - reîntregire în zona pădurii Bârnova;
- conducta de transport gaze DN600 Mașloc - Recaș - etapa I, (partea II - zona prin fond forestier).

Se întâmpină încă greutăți în realizarea unor obiective de investiții cum ar fi lipsa avizelor necesare obținerii Autorizației de Construire de la ROMSILVA și Autorități locale pentru următoarele obiective investiționale:

- conducta de transport gaze naturale DN 700 Moșu–Buciumeni;
- conducta de transport gaze naturale DN 500 Plătărești–Bălăceanca;
- punerea în siguranță a conductei DN350 Luna - Aiud, DN250 Luna–Ocna Mureș (fir I) și DN250 Luna-Ocna Mureș (fir II), zona Războieni;
- devierea conductei de transport gaze DN350 Tisăuți-Bucecea, zona Salcea.

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;
- pentru zonele din fond forestier pentru care nu s-a obținut avizul ROMSILVA, în urma modificării legislației în domeniu, urmează a fi reluate discuțiile în vederea soluționării divergențelor apărute la traversarea acestor zone.

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

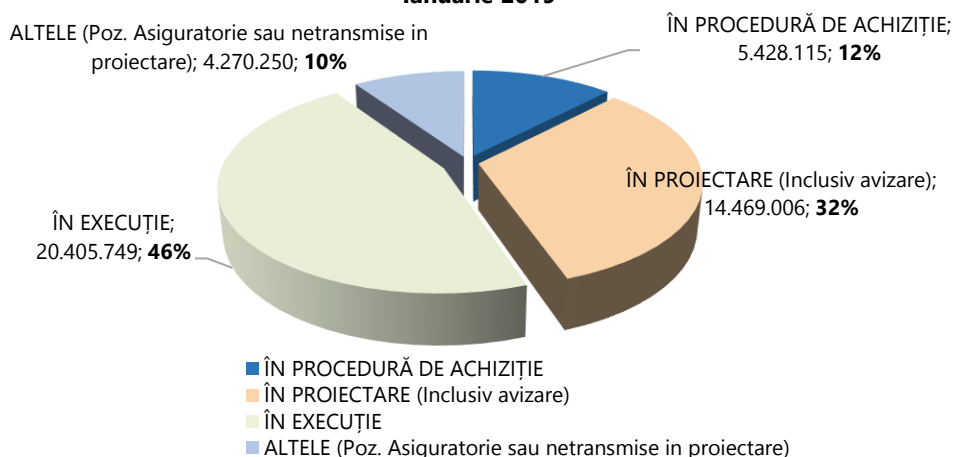
Programul de reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță

Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2019 (reactualizarea 4) are o valoare alocată de **80.283.391 lei** din care 43.909.811 lei pentru *Lucrările de reparații și reabilitare a SNT* și 36.373.579 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, în luna Ianuarie 2019, lucrările în execuție reprezentau 46% (lucrări contractate în anii anteriori), lucrările în proiectare 32%, lucrările în stadiu procedural de achiziție 12%, iar lucrările neîncadrate în categoriile anterioare (Poziții asiguratorii sau Lucrări netransmise pentru proiectare) 10%, după cum se poate observa din histograma următoare:

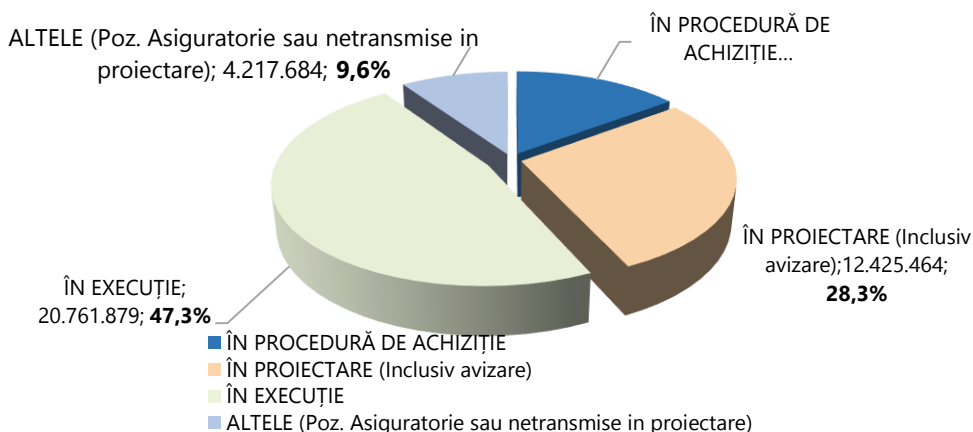
**PRRASM 2019-Cap.A -Reparații și Reabilitări SNT
Ianuarie 2019**



Grafic 15-PRRASM 2018-Reparații și Reabilitare SNT-ianuarie 2019

La data de 30 iunie 2019, lucrările de reparații și reabilitare (Anexele 1, 7 și 8 din PRRASM 2019) aflate în curs de execuție au o pondere de 47,3%, lucrările aflate în achiziție 14,8% iar cele aflate în proiectare 28,3%.

**PRRASM 2019-Cap.A -Reparații și Reabilitări SNT
Iunie 2019**



Grafic 16-PRRASM 2019-Reparații și Reabilitare SNT-Iunie 2019

Se află în stadii avansate procedurile de achiziție pentru:

- Punere în siguranță a conductei 12" Vlădeni - Mănești
- Conducta Ø24"Paltin Schitu - Golesti (jud. Brasov)
- Traversare aeriana râu Visa cu conducta Ø 10" - 12" racord PM Șoala, zona Agârbiciu
- Lucrări de izolare conducte în stații fixe

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

- probleme cu acordurile proprietarilor de teren pentru următoarele obiective:
 - Reparația cond. Ø 32" Cosmești-Onești;
 - Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
 - Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș et. I-a);
- lipsa sau expirarea avizelor necesare obținerii Autorizației de Construire pentru următoarele obiective (cauzate de termenul procedural de desfășurare a achizițiilor

publice, respectiv nu poate fi demarată procedura de achiziție fără AC, iar până la finalizarea procedurii expiră avizele/AC), pentru obiectivele:

- Conducta Ø6" racord alimentare ELSID Titu;
- Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș et. I-a);
- Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
- necesitatea aplicării prevederilor OUG 114/2018 a dus la îngreunarea desfășurării și decontării lucrărilor pentru unele obiective aflate în execuție:
 - Conducta 20" Adjutul Vechi, zonele Branistea, Schela și Independența;
- necesitatea reproiectării unor lucrări (în urma schimbării normativelor)/refacere documentații:
 - Conducta Ø12" ocolire oraș Piatra Neamț, zona baraj hidro;
 - Reparații traversări aeriene (acorduri cadru/2 ani).
- refuzul executanților de a semna contractul sau renunțarea de către executanți la o parte din lucrări:
 - Traversare aeriană râu Vișa cu conducta Ø 10"-12" racord PM Soala, zona Agârbiciu;
 - Conducta Ø20" Onești-Racova-Gherăiești fir II.

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

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ au fost refăcute și depuse la autoritățile competente, documentațiile pentru obținerea de avize/autorizații; |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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; |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ au fost întocmite acte adiționale la contracte (și au fost elaborate referate) pentru lucrările de mentenanță-pentru aplicarea OUG 114/2018; |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ lucrările nefinalizate de executanți au fost abordate cu forțe proprii (Sucursala Mediaș și ET); |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ lucrările prioritare au fost abordate cu forțe proprii (Sucursala Mediaș și ET); |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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; |

A. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT

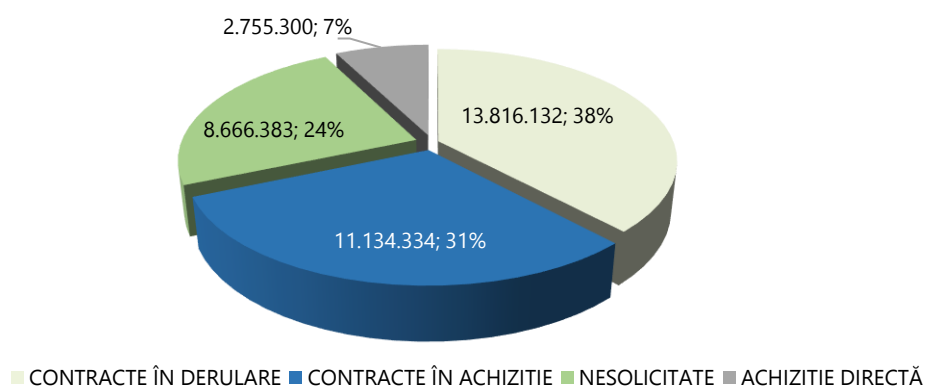
Cap. B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT al PRRASM -cuprinde o proiecție bugetară a nevoilor de prestații externe pentru asigurarea mentenanței (întreținere, reparații, service, facilități logistice, etc.). De regulă, aceste prestații completează ansamblul activităților mentenabile și utilizarea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

Alocările bugetare pentru unele prestații de reparații și service pot fi apreciate cu un grad acceptabil de predictibilitate, iar pentru altele valorile prevăzute în programe se bazează doar pe asigurarea unui buget corespunzător situațiilor în care aceste prestații este necesar a fi achiziționate.

Bugetul alocat Serviciilor de Asigurare a Mentenanței SNT este de **36.372.579** lei, procentual reprezentând **45,3%** din valoarea totală a Programului de Mentenanță.

Din valoarea totală bugetată a Serviciilor de asigurare a mentenanței SNT, în intervalul ianuarie-martie 2019, din cele 95 de linii de buget asigurate, serviciile contractele în execuție reprezentau **38%**, contractele aflate în proceduri de achiziție **31%**, iar serviciile nesolicitate reprezentau **24%**.

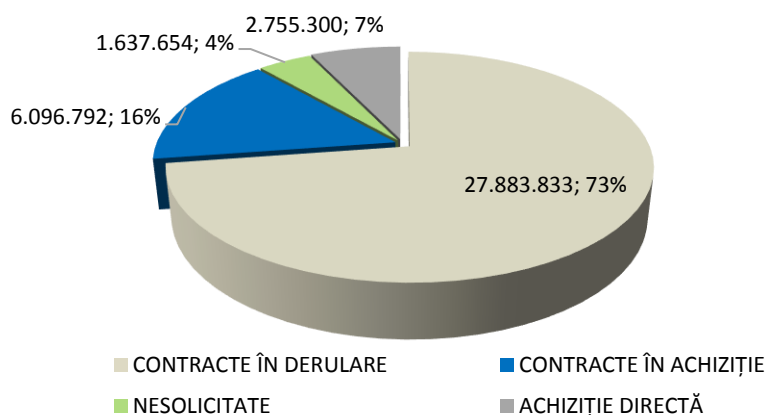
**PRRASM 2019-Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT
Trim.I 2019**



Grafic 17-PRRASM 2018-Servicii de asigurare a mentenanței SNT – Trim.I 2019

La finalul semestrului I al anului 2019, raportat la valoarea bugetată, **valoarea serviciilor de asigurare a mentenanței SNT aflate în derulare a crescut la 38% la 73%**, ponderea serviciilor aflate în proceduri de achiziție a scăzut la 16% iar ponderea serviciilor nesolicitate este de doar 4%, reprezentând în principal sume asigurate pentru apariția unor situații impredictibile.

**PRRASM 2019-Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT
Semestrul I 2019**



Grafic 18-PRRASM 2018-Servicii de asigurare a mentenanței SNT- Semestrul I 2019

Principalele contracte încheiate în semestrul I 2019 sunt :

- Serviciile de revizii și reparații la SRM-uri și instalații de odorizare;
- Servicii de inspecție cu PIG inteligent a conductei Isaccea-Negru Vodă-Tranzit 1;
- Servicii de verificare automatizare și linii de vibrații la Stații de comprimare;
- Servicii de instrumentație, revizii, reparații, etalonare, verificări reglementate pentru Sistemele de măsurare și verificări cantitative și calitative a gazelor naturale;
- Servicii de revizii și întreținere pentru parcul auto.
- Servicii de autorizare și atestare în domeniul sudurii

Sunt în stadiu de achiziție servicii reglementate precum cele ISCIR și cele impuse de legislația în domeniul siguranței transportului fluvial, respectiv inspecția traversărilor fluviului Dunărea cu conductele de transport gaze naturale.

3.7 Controlul achizițiilor

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.

În componența **Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale (PAAS 2019)** intră **totalitatea contractelor/acordurilor-cadru** pe care SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș intenționează să le **atribuie/încheie în decursul anului 2019**. De asemenea PAAS 2019 conține **procedurile demarate în 2018** și care până la finalul anului 2018 **nu au fost atribuite/finalizate**, fiind preluate în program pentru 2019, cu mențiunea ca acestea sunt **în derulare din anii precedenți**.

Valoarea totală a Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2019 (PAAS 2019), aprobat prin H.C.A. nr 3/31.01.2019, a fost de **2.723.171.227,46 lei**, iar valoarea pentru Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2019 - 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 2019 - Moldova) de **890.330.194 lei**.

La fundamentarea PAAS 2019/ PAAS 2019 – Moldova s-a luat în calcul **necesarul de lucrări, produse și servicii**, așa cum au fost cuprinse în:

- Programul de Reparații Reabilitare și Asigurarea Serviciilor de Mentenanță
- Programul de Cercetare
- Programul cu privire la Alte Servicii Executate de Terți
- Programul de Modernizare Dezvoltare Investiții
- Programul de Aprovizionare
- Programul de Proiectare, aprobate prin HCA nr. 1/18.01.2019.

În urma a 9 (nouă) reactualizări PAAS 2019, întocmite până la data de 30.06.2019 și devenite necesare ca urmare a revizuirii programelor de execuție ce au stat la baza fundamentării B.V.C., valoarea totală a PAAS a devenit **2.810.115.934,76 lei**, iar valoarea PAAS 2019 – Moldova a devenit **901.037.415,00 lei**.

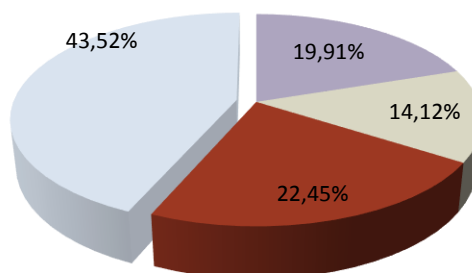
Valoarea totală a realizărilor la 30.06.2019 este de 98.148.609,07 lei (proceduri, contracte sursecvente și achiziții directe din PAAS), din care 67.913.617,81 lei aferent celor 151 contracte încheiate prin proceduri de achiziție, 24.834.516,54 lei aferent celor 78 contracte subsecvente și 5.400.474,72 lei aferent celor 257 achiziții directe

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

În baza celor prevăzute în PAAS 2019 (secțiunea proceduri, actualizată), din **432 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate, au fost demarate **147 proceduri** din care **61 proceduri** sunt **finalizate (14,12%)**, iar **86 proceduri** sunt **demarate (19,91%)**, în desfășurare în diferite stadii. Pe lângă acestea, un număr de **97 de proceduri (22,45%)** sunt în stadiu curent **solicitate**, cu documentații intrate la DASC, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **188 poziții** sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate (reprezentând un procent de **43,52%**), conform tabelelor prezentate în Anexele 1 și 2 la prezenta informare.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri (fizic)		
Total proceduri la 30.06.2019, din care:	432	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	86	19,91 %
- realizate	61	14,12 %
- solicitate (intrate la DASC-în lucru)	97	22,45 %
- nesolicitate	188	43,52 %

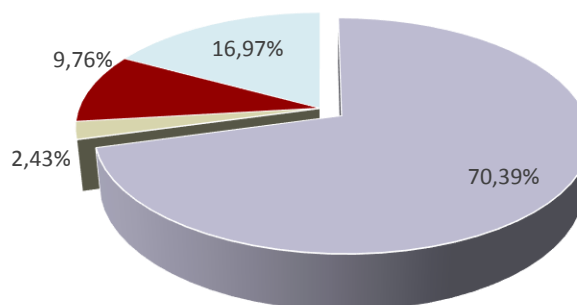


■ Demarate ■ Realizate ■ Solicitate (intrate la DASC -în lucru) ■ Nesolicitate

Grafic 19-Situația procedurilor de achiziții la 30.06.2019- fizic

Centralizator proceduri (valoric) - lei		
Total valoric la 30.06.2019, din care:	2.793.770.638,46	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	1.966.425.731,11	70,39 %
- realizate	67.913.617,81	2,43 %
- solicitate (în lucru la DASC)	272.807.481,36	9,76 %
- nesolicitate	474.007.550,46	16,97 %

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).**



■ Demarate ■ Realizate ■ Solicitate (intrate la DASC- în lucru) ■ Nesolicitate

Grafic 20- Situația procedurilor de achiziții la 30.06.2019- valoric

Pentru cele **61 poziții realizate** din PAAS 2019, secțiunea proceduri, situația realizărilor față de valorile estimate se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
61	79.429.875,53	67.913.617,81	85,50

Situația totală a contractelor încheiate (care include și contractele subsecvente atribuite în baza acordurilor cadru, așa cum sunt prevăzute în Anexa 1-AC la PAAS 2019) se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip contract	Total valoare contracte	Număr de contracte acorduri cadru atribuite	Din care număr de contracte subsecvente	Valoare contracte subsecvente	Valoare realizări din PAAS
	(lei fără TVA)			(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
0	1	2	3	4	5=1-4
Contracte de lucrări	22.517.176,49	8	0	0	22.517.176,49
Contracte de servicii	41.621.257,81	104	70	11.889.881,44	29.731.376,37
Contracte de produse	28.609.700,05	39	8	12.944.635,1	15.665.064,95
TOTAL CONTRACTE	92.748.134,35	151	78	24.834.516,54	67.913.617,81

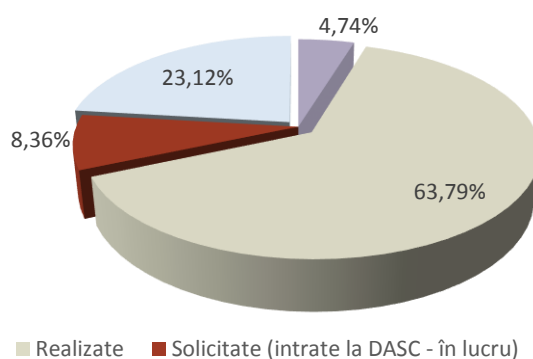
Tabel 12 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în perioada 01.01-30.06.2019

ACHIZIȚII DIRECTE:

În baza celor prevăzute în PAAS 2019 actualizat, din **359 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost demarate **246 achiziții directe** din care **229 achiziții directe** sunt **finalizate (63,79%)**, iar **17 achiziții directe** sunt **demarate (4,74%)**, în desfășurare în diferite stadii.

Pe lângă acestea, un număr de **30 achiziții directe (8,36%)** sunt în stadiu curent **solicitate**, cu documentații intrate la DASC, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **83 poziții** sunt nesolicitate de departamente/ direcții/servicii interesate (reprezentând un procent de **23,12%**).

Centralizator achiziții directe (fizic)		
Total poz. la 30.06.2019, din care:	359	% de realizare achiziții directe
- demarate	17	4,74%
- realizate	229	63,79%
- solicitate (intrate la DASC - în lucru)	30	8,36%
- nesolicitate	83	23,12%



Grafic 21-Situația achizițiilor directe la 30.06.2019

Centralizator achiziții directe (valoric)		
Total valoric la 30.06.2019, din care:	16.345.296,3	% de realizare achiziții directe
- demarate	678.274,94	4,15 %
- realizate	5.400.474,72	33,04 %
- solicitate (intrate la DASC - în lucru)	969.223,73	5,93 %
- nesolicitate de către servicii/ direcții/ departamente (estimat)	6.045.986,05	36,99 %

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 **229 poziții realizate** din PAAS 2019 prin achiziții directe, situația realizărilor față de valorile estimate se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
229	8.651.811,58	5.400.474,72	62,42

Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 01.01-30.06.2019 se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip contract	Total Valoare contracte / comenzi delegari competențe	Nr. contracte încheiate de Birou Achiziții	Valoare contracte încheiate de Birou Achiziții	Nr. comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare achiziții care nu sunt cuprinse în PAAS -AD	Nr. de comenzi delegări competențe servicii și produse	Valoare comenzi delegări competențe servicii și produse	Valoare realizări din PAAS -AD
	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
0	1=3+5+8	2	3	4	5	6	7	8	9=1-6
Lucrări	1.018.744,23	8	1.004.548,22	1	14.196,01	0,00	0	0,00	1.018.744,23
Servicii	2.344.571,89	38	1.974.357,77	38	207.850,88	1.217,91	12	162.363,24	2.343.353,98
Produse	2.038.376,51	2	184.840,03	53	395.873,54	0,00	105	1.457.662,94	2.038.376,51
TOTAL	5.401.692,63	48	3.163.746,02	92	617.920,43	1.217,91	117	1.620.026,2	5.400.474,7

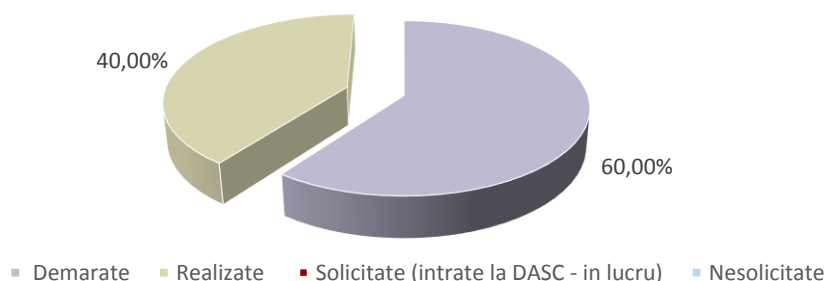
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 01.01-30.06.2019

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE-PAAS 2019 (Moldova)

În baza celor prevăzute în PAAS 2019 (Moldova) din **5 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/ direcțiilor/serviciilor interesate **au fost demarate 5 proceduri (100%), din care 2 sunt finalizate (40%).**

Centralizator proceduri PAAS-Moldova (fizic)		
Total poz. la 30.06.2019, din care:	5	% de realizare proceduri
- demarate	3	60,0 %
- realizate	2	40,0 %
- solicitate (intrate la DASC - în lucru)	0	0,00 %
- nesolicitate	0	0,00 %

Schematic situația realizării fizice a procedurilor de achiziție pentru PAAS 2019 Moldova se prezintă după cum urmează:



Grafic 22-Situația procedurilor PAAS pentru Moldova la 30.06.2019 (fizic)

Centralizator proceduri PAAS-Moldova (valoric)		
Total valoric la 30.06.2019, din care:	901.037.415,00	% de realizare proceduri
- demarate (estimat)	752.030.194,00	83,46%
- realizate (contracte încheiate)	147.089.251,00	16,32%
- solicitate (intrate la DASC-in lucru)	0,00	0,00%
- nesolicitate	0,00	0,00%

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

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 30.06.2019 comparativ cu anul 2018 se prezintă astfel:

Denumire indicator	30.06.2019	31.12.2018	Dinamica (%)
	mii lei	mii lei	
0	1	2	3=1/2
Imobilizări necorporale	2.569.439	2.301.805	111,63%
Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing	9.986	0	x
Imobilizări corporale	494.770	513.263	96,40%
Imobilizări financiare	68.246	45.601	149,66%
Creante comerciale și alte creante	641.650	629.755	101,89%
Impozit amânat	6.009		x
Active imobilizate	3.790.101	3.490.424	108,59%
Stocuri	380.813	255.241	149,20%
Creanțe comerciale și alte creanțe	280.945	541.390	51,89%
Casa și conturi la bănci	879.420	708.752	124,08%
Active circulante –TOTAL	1.541.178	1.505.383	102,38%
TOTAL ACTIV	5.331.279	4.995.807	106,72%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	676.955	418.788	161,65%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	1.001.114	864.288	115,83%
Total datorii	1.678.069	1.283.076	130,78%
Capitaluri proprii	3.653.211	3.712.731	98,40%
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	1.580.778	1.640.299	96,37%
Total capitaluri proprii și datorii	5.331.279	4.995.807	106,72%

Tabel 14- Situația poziției financiare a societății în Semestrul I 2019

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 267.634 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2018, această creștere datorându-se în principal lucrărilor de investiții aferente proiectelor majore cuprinse în Planul de dezvoltare pe 10 ani.

Drepturi de utilizare a activelor luate in 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, astfel ca valoare înregistrată pentru dreptul de utilizare este de 9.986 lei.

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 18.493 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2018, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale nu au depășit cheltuiala cu amortizarea privind imobilizările corporale.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare au crescut cu 22.645 lei față de 31.12.2018 și reprezintă majorarea capitalul 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 2019 cu suma de 11.895 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 **11.895** mii lei față de valoarea la 31 decembrie 2018 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate.

Impozit amânat

Reprezintă impozitul amânat de recuperat determinat în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz și a impozitului amânat aferent provizionului pentru creanțe și litigii.

Stocuri

La 30 iunie 2019 stocurile au înregistrat o creștere de 125.572 mii lei comparativ cu valoarea de la 31 decembrie 2018, în special pe seama creșterii stocului de materiale necesare pentru execuția proiectului: "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului National de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria" ("BRUA Faza 1").

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 30 iunie 2019, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe **a scăzut cu 256.246 mii lei** față de 31 decembrie 2018, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- **scăderea soldului creanțelor clienți cu 123.350 mii lei** determinată în special de scăderea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional;
- **creșterea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 50.177 mii lei;**
- **scăderea soldului altor creanțe cu 86.918 mii lei.**

Casa și conturi la bănci

La 30 iunie 2019 numerarul societății a crescut cu 170.668 mii lei comparativ cu sfârșitul anului 2018.

Disponibilitățile din conturile bancare în lei au crescut cu 116.640 mii lei și cele din conturile de depozite bancare în valută au crescut cu 53.834 mii lei.

Alte elemente de numerar și echivalente de numerar înregistrează o creștere de 194 mii lei comparativ cu anul 2018.

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 2018:

- **creșterea soldului datoriilor comerciale și a altor datorii cu 250.683 mii lei;**
- **scaderea provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 7.996 mii**, pe seama reluării la venituri a provizionului pentru participarea salariaților la profit și pentru contractul de mandat, care a depășit valoarea provizionului constituit pentru participarea salariaților la profit aferent semestrului 2019 și de litigii înregistrate în semestrul I 2019,
- **creșterea datoriei cu impozitul pe profit cu suma de 15.480 mii lei.**

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- **creșterea împrumuturilor cu 3.560 mii lei;**
- **creșterea veniturilor înregistrate în avans și a subvențiilor cu 130.554 mii lei;**

- **reducerea datoriei privind impozitul pe profit amânat cu 4.302 mii lei** este cauzată în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz și a impozitului amânat aferent provizionului pentru creanțe și litigii.

Capitaluri proprii

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat. Scăderea rezultatului reportat cu 59.521mii lei este determinată de repartizarea profitului aferent anului 2018 la dividende convenite acționarilor, care a depășit profitul înregistrat în semestrul I 2019.

4.2 Rezultatul global

Situația contului de profit și pierdere la 30 iunie 2019 față de realizările perioadei similare ale anului 2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Specificație	Realizări		Dinamica (%)
		Sem.I 2019	Sem.I 2018	
0	1	2	3	4
1.	VENITURI			
1.1	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	774.994	808.806	-4%
1.2	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	297.898	34.919	753%
1.3	Venituri din activitatea de echilibrare	183.208	90.483	102%
1.4	Venituri financiare	33.199	21.978	51%
2.	CHELTUIELI			
2.1	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	560.033	491.046	14%
2.2	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	297.898	34.919	753%
2.3	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	183.208	90.483	102%
2.3	Cheltuieli financiare	16.433	8.878	85%
3.	PROFIT BRUT din care:	231.726	330.860	-30%
3.1	Rezultat din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	214.961	317.761	-32%
3.2	Rezultat din activitatea de echilibrare	0	0	-
3.3	Rezultat financiar	16.765	13.100	28%
4.	IMPOZIT PE PROFIT	36.225	50.590	-28%
5.	PROFIT NET	195.501	280.270	-30%
6.	Rezultatul global total aferent perioadei	195.501	280.270	-30%

Tabel 15-Situația contului de profit și pierdere Sem.I 2019 vs. Sem.I 2018

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12, realizate în perioada 01.01.-30.06.2019 se prezintă astfel:

Specificații	Realizări Sem. I (mii lei)		Dinamica (%)
	2019	2018	
0	1	2	3=1/2*100
Venituri din activitatea de transport			
- mii lei	582.317	631.399	92,23
- MWh	73.279.756	71.483.634	102,51
- lei/MWh	7,95	8,83	89,97
Venituri din activitatea de transport internațional			
- mii lei	170.431	159.911	106,58
Alte venituri din exploatare			
- mii lei	22.246	17.497	127,15
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	774.994	808.806	95,82

Tabel 16– Veniturile activității de exploatare- Realizări Sem. I 2019 vs. Realizări Sem. I 2018

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare efectuate în perioada 01.01.-30.06.2019 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2018 se prezintă astfel:

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Sem. I (mii lei)		Dinamica (%)
		2019	2018	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Amortizare	96.778	92.888	104,19
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natura salarială și beneficii acordate angajaților	189.003	186.989	101,08
3.	Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate, din care:	58.981	53.456	110,34
	- Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport	39.228	39.745	98,70
	cantitate consum tehnologic MWh	389.039	504.476	77,12
	- Materiale auxiliare	17.605	11.999	146,71
	- Alte cheltuieli materiale	2.148	1.711	125,55
4.	Cheltuieli cu redevențe	75.275	79.131	95,13
5.	Întreținere și transport, din care	10.777	14.336	75,18
	- Lucrări, servicii executate de terți	3.014	6.828	44,14
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	48.026	36.447	131,77
	- Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	16.677	5.631	296,15
	- Impozit pe monopol	28.160	27.749	101,48
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	-7.996	-7.762	103,01
8.	Alte cheltuieli de exploatare	89.188	35.560	250,81
	TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	560.033	491.046	114,05

Tabel 17– Cheltuielile activității de exploatare realizate Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie la 30 iunie 2019 este redată în tabelul următor:

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 30 iunie (mii lei)	
	2019	2018
Profit înainte de impozitare	231.726	330.860
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	96.778	92.888
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-124	101
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-7.996	-7.762
Provizioane pentru investiții	2.129	0
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-11.137	-11.537
Pierdere din creanțe și debitori diversi	0	4
Ajustări pentru deprecierea creanțelor	50.177	3.044
Cheltuiala cu dobânda	0	973
Venituri din dobânzi	-12.023	-13.826
Pierdere/ (castig) din deprecierea stocurilor	-373	-1.976
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	3.338	-76
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	352.495	392.694
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	174.045	-16.056
(Creștere)/descreștere stocuri	-125.199	-13.020
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	19.314	-15.318
Numerar generat din exploatare	420.656	348.301
Dobânzi primite	1.263	2.519
Impozit pe profit plătit	0	-30.772
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	421.918	320.048
Flux de trezorerie din activități de investiții		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-368.757	-55.697
Investiții financiare/participații	-22.645	-42.651
Incasări din cedarea de imobilizări corporale	165	0
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	141.691	66.868
Numerar net utilizat în activități de investiții	-249.547	-31.480
Flux de trezorerie din activități de finanțare		
Trageri împrumuturi pe termen lung	0	163.160
Dividende plătite	-1.704	-1.583
Numerar net utilizat în activități de finanțare	-1.704	161.576
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	170.668	450.144
Numerar și echivalent de numerar la început de an	708.752	1.062.352
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	879.420	1.512.496

Tabel 18 - Situația fluxurilor de trezorerie – sem.I 2019 vs sem.I 2018

Din analiza fluxului de numerar la 30 iunie 2019 se constată o scădere a disponibilităților cu **633.076 mii lei** comparativ cu 30 iunie 2018.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar sunt :

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 420.656 mii lei, cu 72.355 mii lei mai mare decât în primele 6 luni ale anului 2018;
- fluxul de numerar din activitatea de investiții este de -249.547 mii lei, cu -218.067 mii lei mai mic decât în primele 6 luni ale anului 2018;
- fluxul de numerar din activitatea de finanțare este de -1.704 mii lei, cu -163.280 mii lei mai mic decât în primele 6 luni ale anului 2018.

La data de 30 iunie 2019, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 879.064 mii lei, din care 69% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

4.4 Analiza factorială a activității

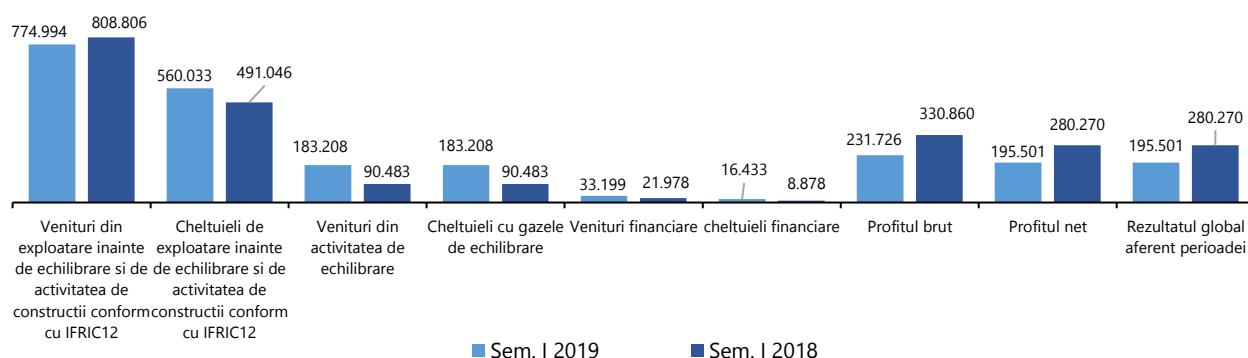
Realizări semestrul I 2019 versus Realizări semestrul I 2018

Situația rezultatelor financiare realizate la 30 iunie 2019 față de realizările perioadei similare ale anului 2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

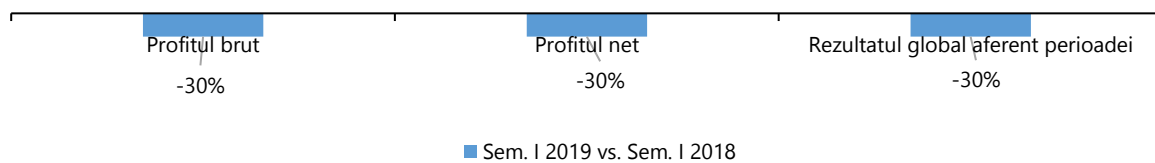
(mii lei)

Denumirea	Realizat Sem. I 2019	Realizat Sem. I 2018	Modificări
0	1	2	3=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	774.994	808.806	-4%
Venituri din activitatea de echilibrare	183.208	90.483	102%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	297.898	34.919	753%
Venituri financiare	33.199	21.978	51%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	560.033	491.046	14%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	183.208	90.483	102%
Costul activelor conform cu IFRIC12	297.898	34.919	753%
Cheltuieli financiare	16.433	8.878	85%
PROFITUL BRUT -total, din care:	231.726	330.860	-30%
· din exploatare	214.961	317.761	-32%
· din activitatea financiară	16.765	13.100	28%
Impozitul pe profit	36.225	50.590	-28%
PROFITUL NET	195.501	280.270	-30%

Tabel 19– Rezultatele financiare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018



Grafic 23 - Rezultate financiare Sem. I 2019 vs. Sem I 2018 (mii lei)



Grafic 24- Rezultate financiare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (%)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **4%** față de realizările din semestrul I 2018, înregistrându-se o scădere de **33.812 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- **veniturile obținute din componenta volumetrică** mai mici cu **30.543 mii lei** din cauza:
 - **tarifului de transport volumetric mai mic** cu 0,48 lei/MWh, cu o influență negativă de 35.175 mii lei;
 - **cantității de gaze transportate** mai mare față de semestrul I 2018 cu 1.796.122 MWh (2,5%), cu o influență pozitivă de 4.632 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		Sem. I 2019	Sem. I 2018	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	27.775.663	27.466.959	308.704
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	45.504.092	44.016.675	1.487.417
Total*)	MWh	73.279.756	71.483.634	1.796.122

*) cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

Tabel 20– Cantitatea de gaze naturale facturate Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

- scăderea tarifelor în semestrul I 2019 față de semestrul I 2018 este determinată în principal de:
 - reducerea venitului aprobat în anul gazier octombrie 2018-septembrie 2019 (882.983 mii lei) față de venitul aprobat în anul gazier octombrie 2017-septembrie 2018 (954.322 mii lei) în principal pe seama diferențelor de ajustare a venitului în anul gazier 2018-2019 (componenta de redistribuire a sporului de eficiență, componenta de corecție a venitului total, etc);
 - scăderea tarifului volumetric este datorată și prevederilor Ordinului președintelui ANRE nr. 10/2017, de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, care impune creșterea cu 5% anual a proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului pentru rezervare de capacitate, până la nivelul de 85% și respectiv scăderea proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului volumetric. În anul gazier 2017-2018 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrică reprezenta 35% din venitul total în timp ce în anul gazier 2018-2019 a scăzut la 30% din venitul total.
- **veniturile obținute din rezervarea de capacitate** mai mici cu **18.539 mii lei**, în principal din cauza:

- depășirilor de capacitate rezervată din primul semestrul al anului 2019 în valoare de 27.952 mii lei comparativ cu 56.011 mii lei înregistrate în aceeași perioadă a anului 2018.
- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mari cu **10.520 mii lei** datorită aprecierii monedelor de derulare a contractelor;
- *alte venituri din exploatare* mai mari cu **4.750 mii lei**.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **92.725 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 794.519 MWh cu influență pozitivă de 76.314 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mare cu 9,45 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 16.411 mii lei.

Veniturile din activitatea de construcții mai mari cu **262.979 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 IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții.

Veniturile financiare cu o influență pozitivă de **11.221 mii lei** datorită veniturilor din diferențe de curs valutar.

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **14 %** față de semestrul I 2018, nivelul acestora fiind cu **68.987 mii lei** mai mare.

Societatea a înregistrat economii de 8.166 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu redevența: 3.856 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 3.558 mii lei;
- Consum tehnologic: 517 mii lei.
- Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 234 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 77.153 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 6.043 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 2.014 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 3.890 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și alte sume datorate statului: 11.579 mii lei, , în principal pe seama contribuției bănești către ANRE în cuantum de 2% din cifra de afaceri instituită prin OUG nr.114 din 2018;
- alte cheltuieli de exploatare: 53.628 mii lei, în principal pe seama constituirii ajustărilor pentru deprecierea activelor curente care înregistrează o creștere de 48.735 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **7.555 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Comparativ cu realizările la semestrul I 2018 profitul brut realizat la semestrul I 2019 este mai mic cu 30%, respectiv cu 99.134 mii lei.

Realizări Sem. I 2019 versus Buget Sem. I 2019

Principalii indicatori economico-financiari realizați în perioada 01.01.-30.06.2019, comparativ cu bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin HAGOA nr. 3 din 16.05.2019 sunt prezentați în tabelul următor:

(mii lei)

Denumirea	BVC 6 luni 2019	Realizat 6 luni 2019	Modificări
0	1	2	4=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	705.800	774.994	10%
Venituri din activitatea de echilibrare	13.257	183.208	1282%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	172.551	297.898	73%
Venituri financiare	17.858	33.199	86%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	604.957	560.033	-7%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	13.257	183.208	1282%
Costul activelor conform cu IFRIC12	172.551	297.898	73%
Cheltuieli financiare	7.500	16.433	119%
PROFITUL BRUT -total, din care:	111.200	231.726	108%
· din exploatare	100.842	214.961	113%
· din activitatea financiară	10.358	16.765	62%
Impozitul pe profit	12.767	36.225	184%
PROFITUL NET	98.433	195.501	99%

Tabel 21 - Rezultate financiare 6 luni 2019 vs. Buget 6 luni 2019

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **69.194 mii lei** față de cele prevăzute în BVC.

Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **99.897 mii lei**, datorită:
 - *capacității rezervate* mai mari cu 33.168.444 MWh cu o influență pozitivă de **66.607 mii lei**, creștere influențată și de facturarea contravalorii depășirilor de capacitate rezervată aferente semestrului I al anului 2019, 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 mare față de cea planificată cu 461.147 MWh cu o influență pozitivă de **1.048 mii lei**;
- veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o creștere de **3.684 mii lei** determinată de variațiile cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
- alte venituri din exploatare au scăzut cu **34.386 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC; în situațiile financiare Transgaz nu prezintă valoarea veniturilor din producția de imobilizări corporale 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 **169.952 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 1.620.193 MWh cu influență favorabilă de 184.573 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mic cu 8,42 lei/MWh, cu o influență nefavorabilă de 14.621 mii lei.

Veniturile financiare au înregistrat o creștere de **15.341 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 **7%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **44.924 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

S-au înregistrat economii de 91.733 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **8.169 mii lei**, datorită a doi factori:
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel prevăzut în BVC cu 0,83 lei/MWh cu o influență negativă de 324 mii lei;
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 84.930 MWh (18%), cu o influență pozitivă de 8.493 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 2.566 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 33.865 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 21.470 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 23.690 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 1.974 mii lei;

S-au înregistrat depășiri de 46.808 mii lei, în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

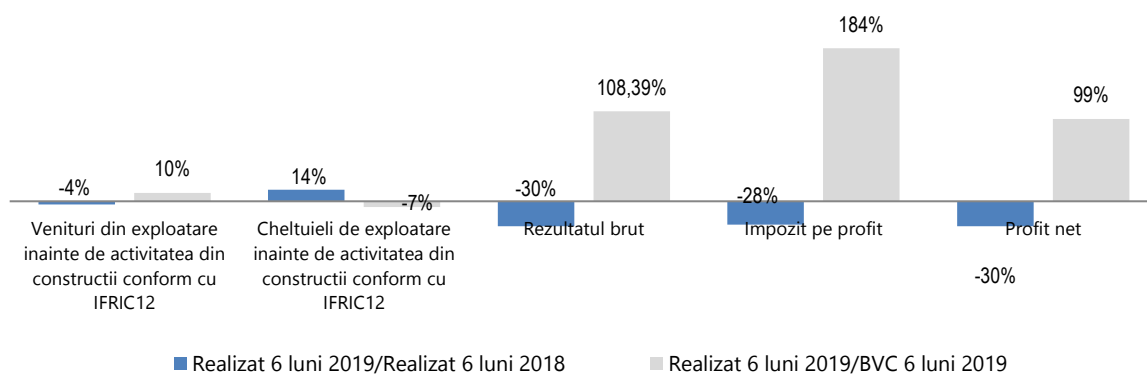
- redevența pentru concesionarea SNT: 10.358 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 9.871 mii lei.
- alte cheltuieli de exploatare: 26.579 mii lei.

Cheltuielile financiare sunt mai mari decât nivelul prevăzut în BVC cu **8.933 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Profitul brut este cu 108,39% mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu 120.526 mii lei superior prevederilor din BVC, iar profitul net cu 98,61% mai mare decât cel programat, respectiv cu 97.068 mii lei mai mare decât cel din BVC.

	Realizat 6 luni 2019 vs. Realizat 6 luni 2018	Realizat 6 luni 2019 vs. BVC 6 luni 2019
Venituri din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	-4%	10%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	14%	-7%
Rezultatul brut	-30%	108,39%
Impozit pe profit	-28%	184%
Profitul net	-30%	99%

Tabel 22 – Realizări Sem. I 2019 vs. realizări Sem. I 2018 și Realizări Sem. I 2019 vs. BVC (%)



Grafic 25- Realizări Sem. I 2019 vs. realizări Sem. I 2018 și realizări Sem. I 2019 vs. BVC 2019

Realizări 6 luni 2019 versus Plan de administrare 2019

Indicatorii cheie de performanță financiari aprobați prin Hotărârea AGOA nr. 2/2018 au fost fundamentați pe baza datelor din Bugetul de venituri și cheltuieli al societății aprobat prin HAGOA nr. 2/2018.

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 2019	Realizat 6 luni 2019	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	1.070.891	421.446	254%	-649.445
3.	Rata lichidității imediate	0,91	1,71	188%	0,80
4.	Rata de îndatorare netă	5,50	0,76	724%	-4,74
5.	EBITDA-mii lei	329.594	311.739	95%	-17.855

Tabel 23 – Realizări 6 luni 2019 vs. Plan de administrare 2019

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 2019	31 decembrie 2018
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului USD cu 10%	119.711	121.191
Deprecierii dolarului USD cu 10%	(119.711)	(121.191)
Aprecierii Euro cu 10%	36.963.226	36.181.580
Deprecierii Euro cu 10%	(36.963.226)	(36.181.580)

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 1.647.591 lei la iunie 2019 (iunie 2018 : 1.669.301 lei).

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 764.660 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2018 : 3.051.941 lei mai mic/mai mare), ca efect al modificării 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 50 % din soldurile de creanțe comerciale la 30 iunie 2019 (31 decembrie 2018: 50%).

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.

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

	30 iunie 2019	31 decembrie 2018
Fără rating	724.052	2.106.827
BB	-	-
BB+	177.800.909	347.913.691
BBB-	45.665.308	13.569.848
BBB	-	-
BBB+	654.146.796	344.645.980
A	137.550	137.989
AA	-	-
AA-	589.457	216,037
	879.064.072	708.590.372

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 moneda.

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 2019 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 30 iunie 2019 este următoarea:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	261.652.156	3.168.966	80.350.078	178.133.112
Datorii comerciale și alte datorii	<u>542.165.576</u>	<u>542.165.576</u>	-	-
	803.817.732	545.334.542	80.350.078	178.133.112

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2018:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	259.278.444	3.121.315	70.206.550	185.950.579
Datorii comerciale și alte datorii	<u>258.674.859</u>	<u>258.674.859</u>	-	-
	517.953.303	261.796.174	70.206.550	185.950.579

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.

Categoriile de instrumente financiare:

	30 iunie 2019	31 decembrie 2018
Active financiare		
Numerar și echivalente de numerar	575.931.502	417.345.117
Depozite bancare la termen	303.488.916	291.407.201
Credite și creanțe	867.769.582	1.295.387.229
Active financiare disponibile pentru vânzare	93.062.871	70.417.542
Ajustări privind activele financiare disponibile pentru vânzare	(24.816.713)	(24.816.713)
	1.815.436.158	2.049.740.376

	30 iunie 2019	31 decembrie 2018
Datorii financiare		
Datorii evaluate la cost amortizat	-	-
Împrumuturi	236.755.000	233.195.000
Datorii evaluate la valoare justă:		
- Garanții financiare contracte	91.431.921	6.311.084
- Datorii comerciale și alte datorii	450.733.655	252.363.775
	778.920.576	491.869.859

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 2019, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2018 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 a fost negativ la 30 iunie 2019 și negativ la 31 decembrie 2018:

	30 iunie 2019	31 decembrie 2018
Total împrumuturi	236.755.000	233.195.000
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	(879.420.418)	(708.752.317)
Poziția netă de numerar	(642.665.418)	(475.557.317)

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:

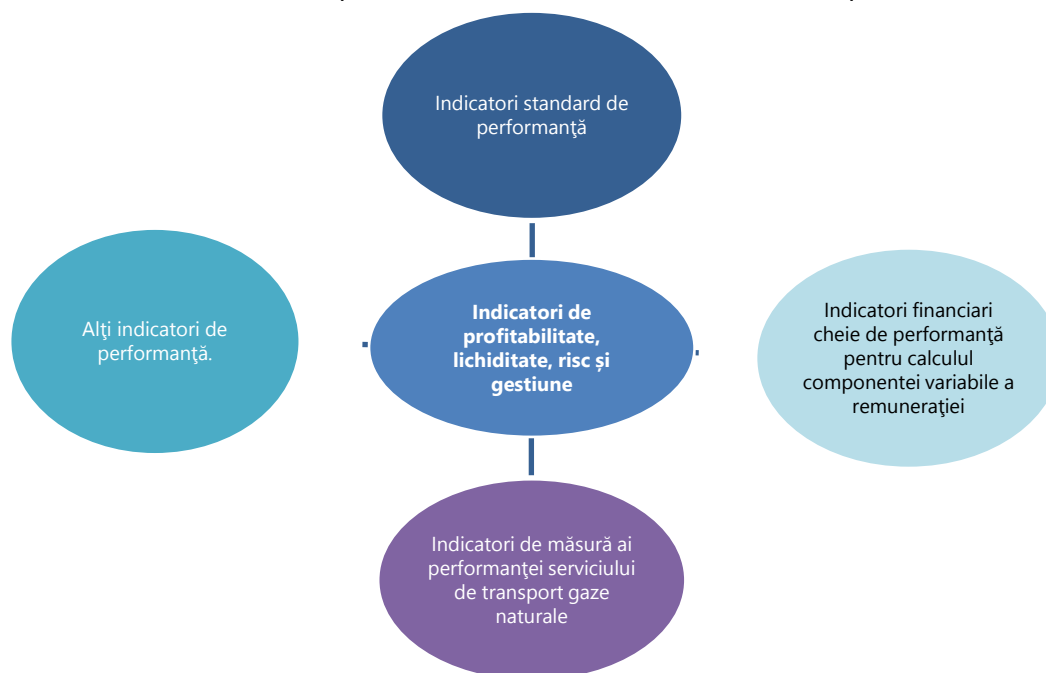


Figura 18 -Indicatori de performanță

4.6.1. Indicatori standard de performanță

Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Realizat		Variație %
				Sem. I 2019	Sem. I 2018 retratat	
0	1	2	3	4	5	6=4/5*100
1.	Investiții puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	10.202	18.391	55%
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	311.739	410.649	76%
3.	Productivitatea muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr. mediu de personal)	lei/pers.	220.429	203.156	109%
4.	Plăți restante	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	mii lei	0	0	-
5.	Creanțe restante	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	mii lei	392.473	301.240	130%
6.	Consumul tehnologic	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	32%	41%	77%
7.	Cheltuieli de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare	lei	723	607	119%

Tabel 24 - Evoluția indicatorilor standard de performanță în Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

4.6.2. Indicatori de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune

Realizări ale indicatorilor în perioada 2017-Sem. I 2019 și estimarea performanțelor Transgaz în perioada 2020 -2021:

Nr. crt	Indicatori	Formula de calcul	Realizat 2017	Realizat 2018	Realizat Sem. I 2019	2020	2021
1.	Indicatori de profitabilitate						
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	37,71%	33,04%	33,21%	45,75%	55,28%
		Cifra de afaceri					
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	15,70%	12,47%	8,53%	17,14%	23,72%
		Capitaluri proprii					
	Rata profitului brut	Profitul brut	24,76%	18,35%	24,68%	16,17%	25,42%
		Cifra de afaceri					
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	8,65%	5,80%	5,35%	5,17%	9,20%
		Capitaluri proprii					
2.	Indicatori de lichiditate						
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	3,09	1,58	2,28	1,29	1,14
		Datorii pe termen scurt					
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	2,97	1,39	1,71	1,11	1,09
		Datorii pe termen scurt					
3.	Indicatori de risc						
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,86%	16,78%	6,48%	85,28%	47,83%
		Capitaluri proprii					
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	1.343,88	X	136,16	3,62	5,24
		Cheltuieli cu dobânda					
4.	Indicatori de gestiune						
	Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 90 zile	99,81	70,04	124,04	67,38	
		Cifra de afaceri					
	Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 90 zile	62,62	74,29	38,12	79,08	37,90
		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 componente variabile a remunerației

A. Indicatori cheie de performanță–financiari

Nr crt	Indicator	Obiectiv	2019		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>	1.070.891	421.446	254%
3.	Rata lichidității curente "Testul acid"	<i>Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.</i>	0,91	1,71	188%
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	0,76	724%
5.	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare	329.594	311.739	95%

Tabel 26– Valoarea indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației la 30 iunie 2019

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. 492[^]1, alin (1)) sau întocmește un raport separat (art I, pct.2, lit 492[^]4, alin (1)).

SNTGN Transgaz SA a cuprins prezentarea declarației nefinanciare în cadrul raportului administratorilor.

În definirea și stabilirea așteptărilor nefinanciare, acționarul, Statul Român, prin Ministerul Economiei 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 guvernare 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.

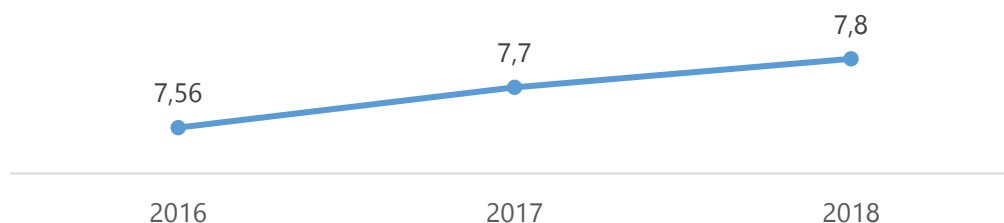
Satisfacția clienților

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 în trimestrul I 2019 **97 de chestionare utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale.**

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 2019 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 17 autorizații de mediu, prin care sunt autorizate un număr de 1195 obiective ale SNTGN Transgaz SA, în S1 au fost depuse 2 solicitări de reînnoire a autorizațiilor de mediu, aferente exploatarea teritoriale Cluj și Bacău.

În cazul exploatarea teritoriale Cluj a fost obținută deja revizuirea autorizației de mediu, iar pentru exploatarea teritorială Bacău, aceasta este încă în procedură de lucru.

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 130 de autorizații de gospodărire a apelor pentru traversări cursuri de ape cu conducte de transport gaze naturale, din care în semestrul I, s-au depus solicitări de reînnoire pentru 24 dintre acestea.

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 nr. de 5 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 semestrul I 2019 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, au fost efectuate un număr de 3 inspecții interne la exploatarea teritoriale Bacău, Brăila și Arad, fiind impuse măsuri de conformare în domeniile gestiunea deșeurilor și a substanțelor periculoase.

Evaluare externă

În semestrul I 2019, Transgaz S.A a fost supus unui număr de 7 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	09.01.2019
2.	ABA DOBROGEA	Exploatarea Teritorială Constanța	16.01.2019
3.	ABA DOBROGEA	Exploatarea Teritorială Constanța	29.01.2019
4.	GNM DOLJ	Exploatarea Teritorială Craiova	30.01.2019
5.	GNM DÂMBOVIȚA	Exploatarea Teritorială București	26.03.2019
6	ABA SIRET- SGA IAȘI	Exploatarea Teritorială Bacău	12.04.2019
7	ABA JIU	Exploatarea Teritorială Craiova	28.06.2019

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 lunară a **Registrul 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;
- au fost elaborate și transmise Rapoartele anuale de mediu, aferente fiecărei Exploatări Teritoriale, conform obligațiilor din autorizațiile de protecția mediului.

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 valorificare a deșeurilor periculoase și nepericuloase 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 s-a finalizat achiziția *Servicii de analize fizico-chimice pentru caracterizarea și clasificarea deșeurilor lichide/ solide generate din activitatea de godevilare / curățare la elementele filtrante/ separatoare* și au fost demarate alte două achiziții, respectiv *Servicii de analize fizico-chimice pentru ape uzate și Servicii întocmire documentații tehnice pentru obținerea autorizațiilor de gospodărire a apelor.*

Prin Programul de Aprovizionare pentru anul 2019 au fost solicitate materiale și produse de protecția mediului la nivelul fiecărei exploatări teritoriale.

E. Certificarea Sistemului de Management al Mediu aferent standard ISO 14001 : 2015

În semestrul I 2019 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 semestrul I 2019 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.

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 și reprezintă și **activitate de control și îndrumare** pentru Exploatări Teritoriale.

Tipul activității/ Perioada de raportare – S 1 / 2019	Număr de monitorizări propuse	Număr de monitorizări realizate	Gradul de realizare (%)
Monitorizarea surselor de poluare și Evaluarea aspectelor de mediu- trim I 2019	144	135	93,75
Monitorizarea surselor de poluare și Evaluarea aspectelor de mediu- trim II 2019	181	173	95,58
TOTAL semestrul I	325	308	94,76

Tabel 27 - Gradul de realizare a monitorizării surselor de poluare în Semestrul I 2019

Reducerea consumului tehnologic 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 tehnologice.

În conformitate cu prevederile Ghidului pentru determinarea consumurilor tehnologice 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 tehnologice se împart în:

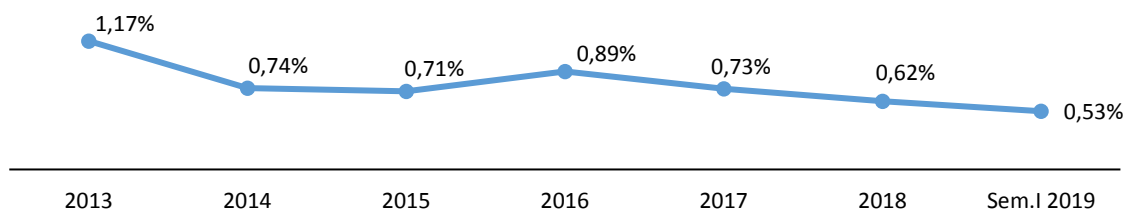
Consumuri tehnologice determinate	Consumuri tehnologice nedeterminate
Consum în stații de comprimare	Consum tehnologic aferent echipamentelor din instalațiile tehnologice (NT,SRMP,ș,a)– înlocuire, verificare, reglare, evacuări supape de siguranță, neetanșeități la îmbinările demontabile la conducte și SRM-uri;
Consum spații și procese	Consum tehnologic pierderi/defecte neidentificate ale materialului tubular;
Consum reparații, reabilitări conducte, dezvoltarea SNT	Consum tehnologic 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, rupturi conductă.	

Consumul tehnologic include consumul propriu al societății și pierderile tehnologice. Raportat la cantitatea totală de gaze naturale vehiculate, consumul tehnologic 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 tehnologic reprezintă un important indicator de performanță operațională.

În perioada 2013-sem.I 2019, ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT a fost următoarea:

Indicator	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Sem.I 2019
0	1	2	3	4	5	6	7	
Gaze naturale vehiculate	mii mc	13.696.258	13.082.740	12.383.825	12.201.157	12.974.819	13.074.676	6.880.328
Consum tehnologic	mii mc	160.140	96.940	88.103	108.874	95.242	81.034	36.517
Pondere consum tehnologic/gaze vehiculate	%	1,17%	0,74%	0,71%	0,89%	0,73%	0,62%	0,53%



Grafic 26 - Pondere consumului tehnologic in total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-sem.I 2019

Costul cu consumul tehnologic este recuperat prin tariful de transport, acesta fiind inclus în cheltuielile operaționale. Scăderea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT, de la 1,17% în anul 2013 la 0,53 % în semestrul I 2019 este rezultatul managementului eficace 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.

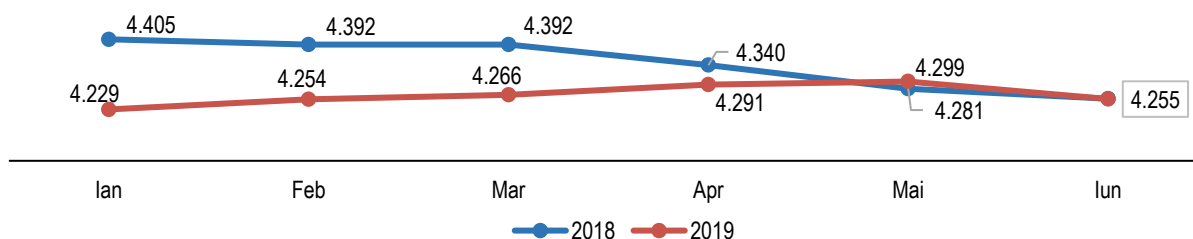
Evoluția numărului de personal în semestrul I 2019 este următoarea:

Specificație	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun
Număr de salariați la începutul perioadei	4.202	4.229	4.254	4.266	4.291	4.299
Număr de persoane nou angajate	35	31	19	28	18	23
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	8	6	7	3	10	67
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.229	4.254	4.266	4.291	4.299	4.255

Tabel 28 - Evoluția numărului de angajați 6 luni 2019

La data de 30 iunie 2019 , SNTGN TRANSGAZ SA a înregistrat un număr de 4.255 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 4.171 pe perioadă nedeterminată și 84 pe perioadă determinată.

Evoluția numărului de personal în primul semestru al anului 2019 comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent este următoarea:

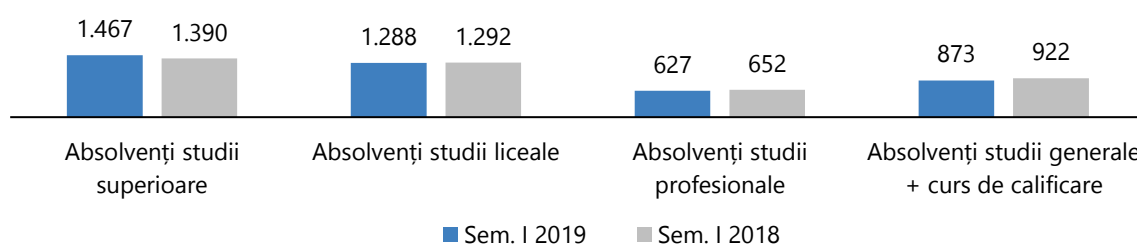


Grafic 27-Evoluția numărului de angajați Sem.I 2019 vs. Sem.I 2018

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 2018
1.	Absolvenți studii superioare	1.467	1.390
2.	Absolvenți studii liceale	1.288	1.292
3.	Absolvenți studii profesionale	627	652
4.	Absolvenți studii generale + curs de calificare	873	922
TOTAL angajați		4.255	4.256

Tabel 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018



Grafic 28- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

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 2019 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 206 lucrări tehnice din care 201 executate de Sucursala Mediaș și 5 executate la Stațiile de comprimare gaze.

În primul semestru al anului 2019, datorită frecvenței reduse sau caracterului ocazional cu care se execută lucrările tehnice rămase de normat, nu au fost îndeplinite condițiile de validare a acestora, respectiv minim trei măsurători în condiții diferite pentru fiecare lucrare tehnică.

În consecință, deși în semestrul I au fost efectuate 228 de cronometrări din totalul de 368 aferente anului 2019 (respectiv 62%), pentru nici una dintre lucrări nu a fost îndeplinit baremul de trei cronometrări în condiții diferite și Comisia de validare a lucrărilor tehnice constituită la nivelul societății nu a validat norme de timp și de personal pentru lucrările tehnice prevăzute a fi normate în anul 2019.

Norme de timp și de personal validate în semestrul I 2019:

Unitate	Programate în anul 2019	Validate semestrul I
Exploatări teritoriale	0	0
Stații de comprimare	5	0
Sucursala Mediaș	201	0
Total	206	0

Tabel 30 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în Sem. I 2019

În conformitate cu Planul de normare aprobat pentru anul 2019, au fost prevăzute a fi executate 368 de cronometrări pentru lucrări tehnice, echipa de normare reușind în urma activității desfășurate să cronometreze la finalul semestrului I al anului 2019, 228 de lucrări tehnice, eșalonate după cum urmează:

2019	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	TOTAL Sem. I 2019
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						9	9
SUCURSALA MEDIAȘ	44	70	32	31	18	24	219
SCG							
Total lucrări cronometrate	44	70	32	31	18	33	228

Tabel 31 - Total lucrări cronometrate-Sem. I 2019

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.

Acest lucru este reglementat 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.

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 2019 au fost organizate **56 cursuri de formare profesională și perfecționare** cu formatori externi din țară și din străinătate pentru **588 participanți**, din care au fost date în plată, până la 30.06.2019, facturi aferente a 53 cursuri la care au participat 520 persoane.

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 înrudite 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).

Astfel, prin **Centrul de Instruire și Formare Profesională**, în semestrul I 2019 a început derularea a **3 cursuri de calificare**, cu formatori interni, pentru **83 de salariați**, din care:

- **27 de salariați** (1 grupă – seria 9) pentru meseria de „Lăcătuș mecanic întreținere și reparații universale” - Cod Nomenclator 7214.2.3;
- **56 de salariați** (2 grupe – seria 6 și seria 7) pentru meseria de „Agent de securitate” - Cod Nomenclator 5169.1.1;

meserii pentru care SNTGN TRANSGAZ SA deține autorizații emise de AJPIS Sibiu, certificatele de calificare obținute fiind recunoscute pe plan național. Cursul de calificare în meseria de „Lăcătuș mecanic întreținere și reparații universale” - Cod Nomenclator 7214.2.3 are o durată a pregătirii de 720 ore iar cursul de calificare în meseria de „Agent de securitate” - Cod Nomenclator 5169.1.1 are o durată a pregătirii de 360 ore, desfășurarea lor fiind evidențiată în tabelul următor.

Situația numărului de cursuri organizate, respectiv, date în plată, pentru angajații societății, pentru fiecare lună din semestrul I 2019, este prezentată în următoarele tabele:

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2019						Sem. I 2019					
		Cursuri organizate						Cursuri plătite					
		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iunie	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iunie
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	2	7	14	10	13	10	2	7	6	12	16	10
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	-	3*	3*	3*	2*	1*	-	-	-	-	-	-
TOTAL		2	10	17	13	15	11	2	7	6	12	16	10

* Cursurile cu formatori interni in numar de 3 au fost desfasurate pe mai multe luni si evidentiata pe intreaga lor perioada de desfasurare

Tabel 32- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în Sem. I 2019

Situația numărului de cursuri organizate, respectiv, date în plată, pentru angajații societății în semestrul I 2019, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018, este prezentată în următoarele tabele:

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2019		Sem. I 2018
		Total cursuri organizate	Din care cursuri plătite	Total cursuri organizate
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	56	53	75
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	3	-	11
	TOTAL	59	53	86

Tabel 33- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

Situația numărului de participanți care au participat la cursuri în semestrul I 2019 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018, este următoarea:

Nr. crt.	Categorie	Sem. I 2019		Sem. I 2018
		Nr.participanți la cursuri organizate	Din care nr. participanți la cursuri plătite	Nr.participanți la cursuri organizate
1.	Nr. participanți la cursuri organizate cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	588	520	587
2.	Nr. participanți la cursuri organizate cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	83	-	183
	TOTAL	671	520	770

Tabel 34- Situația numărului de personal care au participat la cursuri de calificare/perfecționare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018

La **finalul semestrului I 2019** gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 95,86%, din totalul de 4.255 salariați, 4.079 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, înregistrat la Inspectoratul Teritorial de Muncă Sibiu sub nr. 121/21.06.2018 în Registrul Unic de Evidență, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților. Începând cu 25.06.2018 a intrat în vigoare noul Contract Colectiv de Muncă încheiat la nivelul SNTGN TRANSGAZ S.A. co o perioada de valabilitate de 24 de luni.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul primului semestru al anului 2019 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

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 al companiei, la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

Activitatea privind sponsorizările și ajutoarele financiare conform CCM în semestrul I 2019

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:

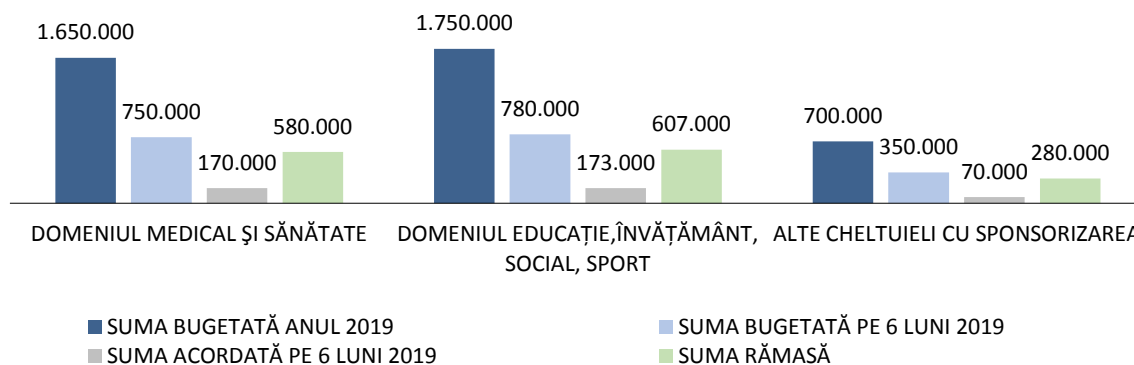
- a) minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu acest domeniu,

- inclusiv susținerea unor tratamente sau intervenții medicale ale unor persoane și pentru programe naționale;
- b) 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;
- c) 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 BVC pe semestrul I 2019, în următoarea structură:

Nr. ctr.	CATEGORII SPONSORIZĂRI	SUMA BUCETATĂ ANUL 2019	SUMA BUCETATĂ PE SEMESTRUL I 2019	SUMA ACORDATĂ PE SEMESTRUL I 2019	SUMA RĂMASĂ
0	1	2	3	4	5=3-4
1.	DOMENIUL MEDICAL ȘI SĂNĂTATE	1.650.000	750.000	170.000	580.000
2.	DOMENIUL EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL, SPORT, din care:	1.750.000	780.000	173.000	607.000
	- pentru cluburi sportive	800.000	400.000	0	400.000
3.	ALTE CHELTUIELI CU SPONSORIZAREA	700.000	350.000	70.000	280.000
TOTAL CHELTUIELI SPONSORIZARE		4.100.000	1.880.000	413.000	1.467.000

Tabel 35– Situația bugetului de sponsorizare 2019 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2019



Grafic 29- Bugetul de sponsorizare 2019 și sumele acordate în semestrul I 2019

În cursul semestrului I al anului 2019, s-au acordat un număr de 13 sponsorizări, în sumă totală de 413.000 lei, pe domeniul *Medical și sănătate* – 170.000 lei, domeniul *Educație-învățământ- social și sport*-173.000 lei, iar în domeniul *Alte cheltuieli cu sponsorizarea* -70.000 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 2019”**, document prin care se asigură un cadru eficace 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. 1270/26.11.2018 a directorului general, **Comisia de analiză a cererilor de sponsorizare.**

Raportul detaliat al sponsorizărilor acordate se găsește pe pagina web a companiei la adresa: <http://www.transgaz.ro/ro/responsabilitate-sociala/informatii-publice-privind-activitatea-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 2019 au fost instrumentate un număr de 32 cereri de acordare de ajutor social, care vor fi prezentate spre analiză și aprobare Consiliului de administrație în cursul anului 2019.

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

OBIECTIV GENERAL	OBIECTIVE SPECIFICE
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, guvernare 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 guvernare 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 măsurări 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

Necesitatea și obligativitatea organizării controlului intern/managerial în entitățile publice sunt reglementate prin Ordonanța Guvernului nr. 119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv.

Conform acestui act normativ, **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, activitatea de control este percepută ca un mijloc de analiză a activităților societății, de adoptare și aplicare a unui nou tip de management intern care se asociază frecvent cu **activitatea de cunoaștere**, permițând astfel managementului să coordoneze activitățile din cadrul societății într-un mod eficient. Controlul intern este privit ca **funcție managerială** și nu ca operațiune de verificare.

Prin exercitarea funcției de control, 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;
- Ordinului 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. 201/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind coordonarea, îndrumarea metodologică și supravegherea stadiului implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial la entitățile publice;
- Ordinului Secretariatului general al Guvernului 600/20.04.2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial nr. 387/07.05.2018, Partea I, (aplicabil începând cu data de 07.05.2018);
- 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 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 387/07.05.2018, Partea I., este prezentată în figura:

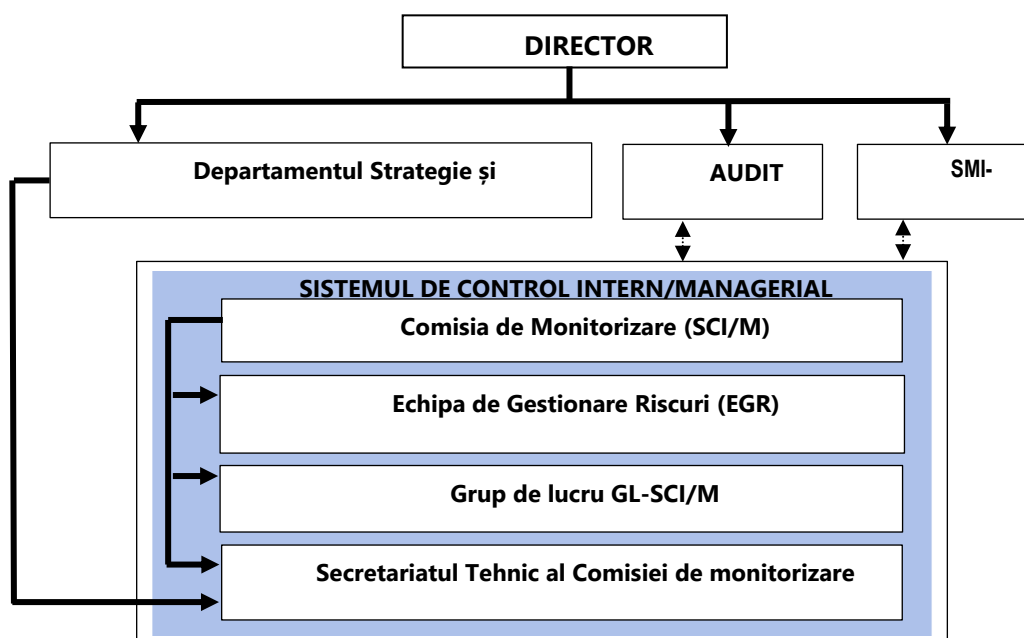


Figura 19 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

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. 283/15.03.2019**, 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 șeful **Serviciului Audit Intern**.

Au fost numiți Responsabilii Sistemului de Control Intern/Managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA prin **Decizia nr. 282 din 15.03.2019**.

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 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 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 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	
	Standardul 5 - Obiective

Componentele controlului intern/managerial	Standarde
Vizează problematica managementului legată de fixarea obiectivelor, planificare (planificarea multianuală), programare (planul de management), performanțe (monitorizarea performanțelor) și gestionarea riscurilor;	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

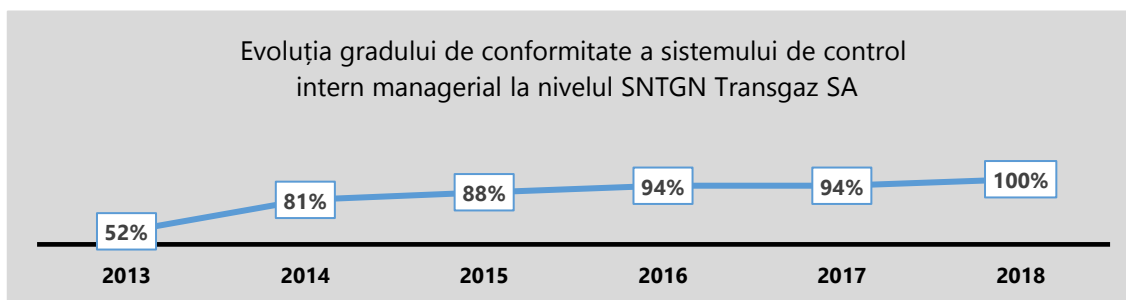
5. Acțiuni întreprinse în primele 6 luni ale anului 2019

Pentru a răspunde prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018, în primele 6 luni ale anului 2019 au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- S-a luat act de *Lista proceselor actualizată la 21.01.2019 din cadrul SNTGN Transgaz*, elaborată de către Serviciul Managementul Calității, care a evidențiat un număr de **287 activități/procese declarate procedurabile**; din acestea un număr de **7 proceduri de sistem** și **124 proceduri de proces** erau elaborate la 10.01.2019; S-a stabilit că ponderea activităților procedurabile documentate este de **45,64 %**.
- S-au analizat și centralizat *Rapoartele privind monitorizarea performanțelor pentru anul 2018*, de către Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, și s-a elaborat *Informarea către Directorul general al SNTGN Transgaz SA privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2018*; 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 2018*;
- S-a elaborat *Informarea către Directorul general al SNTGN Transgaz SA privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz pentru anul 2018*, 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 **284**

structuri organizatorice, s-a analizat la nivelul fiecărui standard de control intern/managerial din cadrul celor 5 componente ale controlului intern/managerial;

- d) S-a realizat aprecierea gradului de conformitate a sistemului propriu de control intern/managerial cu standardele de control intern/managerial, în raport cu numărul de standarde implementate;
- e) S-au stabilit concluziile *Informării către Directorul general al SNTGN Transgaz SA* privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2018, după cum urmează:
- **gradul de conformitate a sistemului de control intern/managerial, în SNTGN Transgaz este 100%**; evoluția gradului de conformitate a SCI/M, față de anii precedenți se prezintă în figura de mai jos:



Grafic 30 - Evoluția gradului de conformitate a SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA

- **gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial**, la nivelul celor 284 structuri, la data de 31.12.2018 este **99,19%** standarde implementate, în creștere cu 1,01% față de 2017;

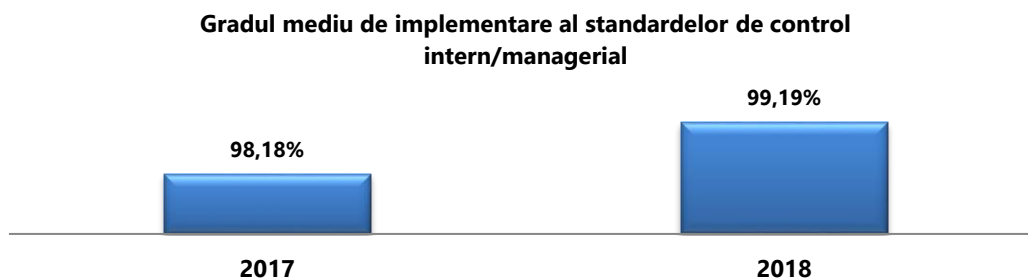


Figura 20- Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial 2018 vs 2017

Notă -operațiunea de verificare și autoevaluare a propriului sistem de control intern/managerial și elaborarea respectiv prezentarea raportului asupra sistemului de control intern managerial, **se face anual**;

- **autoevaluarea sistemului de control intern/managerial** previne funcționarea defectoasă a controlului intern/managerial, prin detectarea deficiențelor și corectarea acestora.

- f) S-au analizat și centralizat, de către Serviciul implementare și Monitorizare SCI/M, datele din Chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice;
- g) S-a stabilit concluzia rezultată în urma acțiunii de la punctul f); 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. S-au întocmit documentele centralizatoare privind rezultatele autoevaluării.
- h) S-a organizat și desfășurat ședința Comisiei de monitorizare, care s-a finalizat cu Procesul Verbal nr. 6239/01.02.2019. Documentele avizate în cadrul ședinței Comisiei de monitorizare au fost transmise spre informare/aprobare Directorului General, după cum urmează:

- *Informare către Directorul general al SNTGN Transgaz SA* privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2018, înregistrată cu nr. 5734/30.01.2019;
 - *Informare către Directorul general al SNTGN Transgaz SA* privind monitorizarea performanțelor la nivelul societății pentru anul 2018, înregistrată cu nr. 7137/05.02.2019;
 - „Programul de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA” pe anul 2019
 - Registrul riscurilor pe societate – 2019, înregistrat cu nr. 1330/10.01.2019;
 - Planul de măsuri pentru minimizarea riscurilor majore identificate în cadrul SNTGN TRANSGAZ SA – Anul 2019, înregistrat cu nr. 2877/16.01.2019;
 - Informarea privind monitorizarea și gestionarea riscurilor la nivelul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2018, înregistrată cu nr. 7541/06.02.2019;
 - Profilul de risc, și Limita de toleranță a riscurilor înregistrate cu nr. 3885/21.01.2019.
- i) Documentele prezentate spre aprobare Directorului General au fost transmise Ministerului Economiei prin adresa nr. 4786/25.01.2019. Acestea sunt:
- **“Situția sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31 decembrie 2018”**, 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;
 - **“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 31.12.2018, întocmit conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.1. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice;
 - **“Raportul directorului general asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data de 31 decembrie 2018”**, conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.3. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.
- j) Deasemenea, s-au elaborat și transmis Ministerului Economiei prin adresa nr. 5737/30.01.2019, documentele privind dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2018, astfel:
- **„Situția Centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA, la data de 31 decembrie 2018”**, conform format Anexa nr. 3 din Ordinul SGG nr. 600/2018;
 - **“Programul de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial conform Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 din 07.05.2018, pentru dezvoltarea SCI/M în cadrul Transgaz SA”**, pentru perioada 2018-2021.
- k) Documentele prezentate la punctul i) și j) au fost postate în zona publică la adresa: <http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/>.
- l) S-a actualizat Anexa 1 a Deciziei de constituire a Comisiei de monitorizare nr. 751 din 23.07.2018, prin **Decizia nr. 283 din 15.03.2019**.
- m) S-a solicitat prin adresa nr. 7953/08.02.2019 actualizarea/elaborarea documentelor Sistemului de Control Intern/Managerial **pentru anul 2019**, în conformitate cu structura organizatorică actuală, cu obiectivele generale/strategice stabilite la nivelul societății și cu luarea în considerare a:
- Ordinului Secretariatului 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”**, aprobat de conducerea societății.

- n) S-a monitorizat postarea documentelor solicitate conform punctului m), atât în format editabil cât și în format pdf, în folderele dedicate anului 2019 din zona W:\ZonelInterDep\ControlInternManagerial; s-a verificat conținutul documentelor postate și s-au transmis corecțiile necesare.
- o) S-a actualizat, pentru Exploatarea Teritoriale, "Lista obiectivelor și indicatorilor de performanță – Anul 2019, Anexa 1 cod PS 05 SMI" astfel încât să se țină cont de structura organizatorică aprobată prin HCA 38/2018 prin care se înființează Compartimentul Energetic, Automatizări SCADA, Telecomunicații și Dispeceratele Teritoriale care trec de la Dispeceratul Național de gaze Naturale, în subordinea Directorului ET.
- p) S-au inventariat la nivelul structurilor organizatorice situațiile care pot genera întreruperi în derularea activităților în vederea elaborării de către Direcția Inspecție Generală a Planului de continuitate la nivelul SNTGN Transgaz SA;
- q) S-a efectuat consilierea a 12 departamente, 7 direcții independente, 4 Servicii independente și Exploatarea Teritorială București având ca obiective:
 - Prezentarea Sistemului de Control Intern/Managerial
 - Ordinul SGG 600/20.04.2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice;
 - Standardele de control intern managerial;
 - Necesitatea conștientizării personalului societății privind:
 - Respectarea prevederilor OSGG 600/2018;
 - Respectarea prevederilor procedurii de sistem PS 05 SMI Managementul Riscului;
 - Respectarea prevederilor procedurii de sistem PS 07 SMI Managementul SCI/M.
- r) S-a revenit prin adresa 35702/18.06.2019 la solicitarea de a implementa acțiunile prevăzute în Programul de dezvoltare SCIM pentru anul 2019 și luarea măsurilor corective necesare în vederea creșterii gradului de implementare a Standardului 3 Competență, Performanță, Standardului 6 Planificarea și a Standardului 9 Proceduri.

6. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

- Actualizarea ori de câte ori este nevoie a Deciziei 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)
 - Analizarea obiectivelor, indicatorilor de monitorizare a performanțelor și relevanța acestora;
 - Stabilirea de acțiuni în cadrul fiecărui Departament/Direcție independentă/Serviciu independent/Exploatarea 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;

- Verificarea în continuare a elaborării/actualizării și postării documentelor SCI/M, pentru anul 2019, cu respectarea structurii organizatorice a societății și în conformitate cu solicitarea transmisă prin adresa nr. 7953/08.02.2019;
- 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 se lua măsuri de corecție în timp util.
- Adaptarea la circumstanțele în continuă schimbare a sistemului de monitorizare/evaluare a performanțelor
- 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 buneii 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, 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 31000:2010, Managementul riscului-Principii și 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:

- *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 primele 6 luni ale anului 2019

Esența procesului de management al riscului, din cadrul SNTGN Transgaz SA, este reprezentată de o serie de cinci subprocese:

- stabilirea contextului;
- identificarea riscurilor;
- evaluarea riscurilor;
- tratarea riscurilor;
- monitorizarea, revizuirea și raportarea periodică a riscurilor.

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 primele 6 luni ale anului 2019, s-au întreprins următoarele acțiuni:

- a) În anul 2018, s-a identificat necesitatea de consiliere a structurilor organizatorice. În acest sens s-a elaborat *Programul de Consiliere, cu privire la Managementul Riscului* înregistrat cu nr. 1648/11.01.2019. Tematica abordată stabilită este:
- Legislația aplicabilă: OSGG 600/2018. Standardele de control intern managerial;
 - Cadru legal;
 - Roluri și responsabilități; Pilonii Managementului Riscului;
 - Ce este managementul Riscului?
 - Beneficiile Managementului riscurilor;
 - Abordarea proactivă a riscurilor;
 - Limita de toleranță. Profilul de risc al societății;
 - Importanța Managementului riscului în Strategia de dezvoltare a societății;
 - Managementul riscului proces sistematic;
 - Etapele managementului riscului;
 - Ciclul de viață al riscului;
 - Comunicare și Informare;
 - *Studiu de caz pentru un risc materializat, particularizat pentru fiecare structură.*

În primele 6 luni ale anului 2019 s-au consiliat următoarele structuri:

- Departamentul Management Energetic Automatizări SCADA;
- Departamentul Achiziții Sectoriale și Contractări;
- Departamentul Dezvoltare;
- Departamentul Economic;
- Departamentul Organizare, Resurse Umane;
- Departamentul Tehnologia Informației și Comunicații;
- Direcția Aprovizionare și Transport;
- Direcția Mediu, Protecție și Securitate;
- Departamentul Reglementări și Formalități Terenuri;
- Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale;
- Departamentul Exploatare și Mentenanță.
- Departamentul Operare
- Direcția Inspecție Generală
- Departamentul Proiectare și Cercetare
- Departamentul Strategie și Management Corporativ
- Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte
- Direcția Juridică
- Serviciul Managementul Calității
- Serviciul Patrimoniu și Concesiuni
- Serviciul Secretariat C.A și A.G.A
- Direcția Arheologică
- Serviciul Evaluare Risc Cibernetice
- UMP BRUA
- Exploatare Teritorială București

- b) Prin adresa nr. DSMC 351/04.01.2019 s-a demarat acțiunea de evaluare a portofoliului de riscuri existente în SNTGN Transgaz. În acest sens s-a solicitat tuturor Departamentelor/Direcțiilor independente/Serviciilor independente/Exploatarea Teritoriale/Sucursalei Mediaș (conform organigramei valabilă în decembrie 2018), transmiterea *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, pentru anul 2018.*
- c) În baza *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor pentru anul 2018*, s-a elaborat de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, documentul *Informarea privind gestionarea și monitorizarea riscurilor, la nivelul societății, anul 2018.*
- d) S-a propus menținerea *Limitei de toleranță, pentru anul 2019*, stabilită prin Strategia de Managementul Riscurilor.
- e) S-a elaborat de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, *Profilul de risc al SNTGN*, decembrie 2018.
- f) Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor a elaborat *Analiza Riscurilor Strategice*, cuprinse în Registrul de Riscuri, la nivel de societate, anul 2018, finalizată prin reformularea și gruparea *riscurilor strategice* (ținând cont de contextual intern și extern) în categoriile, definite 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.

- g) S-a elaborat *Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019*. Acesta cuprinde riscurile strategice, din tabel și riscurile operaționale majore (scor 6 și 9), escaladate de structurile organizatorice, selectate de Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor.
- h) În baza analizei stadiului de implementare a măsurilor de control de minimizarea riscurilor, anul 2018 și a *Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019*, s-a elaborat de către secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, *Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019*.
- i) S-a organizat și desfășurat ședința Echipei de Gestionare a Riscurilor, finalizată cu Procesul Verbal nr. 6239/01.02.2019, în cadrul căreia s-au avizat următoarele documente :
- *Limita de toleranță, pentru anul 2019 nr. 3885/ 21.01.2019*
 - *Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2018, nr. 3885/21.01. 2019*
 - *Analiza riscurilor strategice cuprinse în Registrul de Riscuri, la nivel de societate- anul 2018 nr. 2738/16.01.2019 și reclassificarea riscurilor strategice;*
 - *Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019, nr. 2740/16.01.2019*
 - *Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019, nr. 2877/16.01.2019.*
- j) Avizarea/aprobarea documentelor de la punctul i) de către Comisia de Monitorizare SCI/M/Directorul General.
- k) Prin adresa nr. 7953/08.02.2019 s-a declanșat acțiunea de actualizare/elaborare a documentelor, în conformitate cu Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul Riscului*.
- l) Structurile organizatorice, în conformitate cu organigrama în vigoare, au postat în baza de date dedicată, următoarele 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.*
- m) Verificarea documentelor postate de către structuri, pentru conformitate cu cerințele Procedurii de Sistem PS 05 SMI;
- n) S-a actualizat Anexa 1 a Deciziei de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 750 din 23.07.2018, prin Decizia nr. 284 din 15.03.2019;
- o) S-a elaborat *Informarea privind analiza progresului realizării obiectivelor specifice și a programului de implementare a măsurilor stabilite în Strategia de managementul Riscurilor – SNTGN Transgaz.*
- p) S-au completat Fișele de Urmărire a Riscurilor strategice cu stadiul implementării măsurilor de control și cu acțiuni noi propuse;
- q) S-au definit categoriile de riscuri operaționale.

5. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

- Actualizarea ori de câte ori este nevoie a Deciziei 750/23.07.2018 privind numirea 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.
- Consilierea cu tema managementul riscului, a următoarelor structuri:
 - Exploatare Teritorială Craiova

- Exploatare Teritorială Bacău
- Exploatare Teritorială Brăila
- Exploatare Teritorială Braşov
- Exploatare Teritorială Cluj
- Exploatare Teritorială Constanţa
- Exploatare Teritorială Mediaş
- Sucursala Mediaş
- Achiziţionarea 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 performanţă şi aplicarea managementului riscurilor pe obiective specifice şi criterii de performanţă, efectuând automat calculele necesare;
 - Aplicarea automată a matricelor de calcul în managementul riscului pentru evaluarea şi tratarea riscurilor.
- Monitorizarea stadiului de implementare a măsurilor de control intern/managerial, stabilite în *Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societăţii, anul 2019*;
- Parcurgerea etapei finale de revizuire şi raportare anuală a riscurilor.

5.2.9 Comunicare

Parte componentă a strategiei de dezvoltare a societăţii, **politica de comunicare şi responsabilitate socială** are ca obiectiv atât creşterea permanentă a gradului transparent de comunicare şi de responsabilizare al companiei faţă de salariaţi, acţionari, parteneri, comunitate şi mediu cât şi eficientizarea tuturor acţiunilor desfăşurate în acest sens.

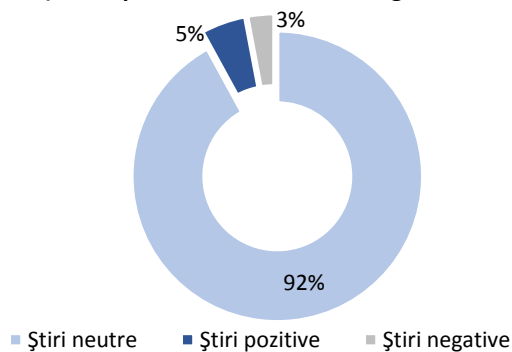
Sub sloganul "**O COMPANIE RESPONSABILĂ ESTE O COMPANIE A VIITORULUI**", întreaga activitate de comunicare internă şi externă a societăţii este modelată pe şi se desfăşoară în conformitate cu principiile deontologiei profesionale, eticii, transparenţei şi bunelor practici de business şi colaborare, culturii şi valorilor organizaţionale.

Monitorizarea infografică a ştirilor privind activitatea Transgaz în semestrul I 2019

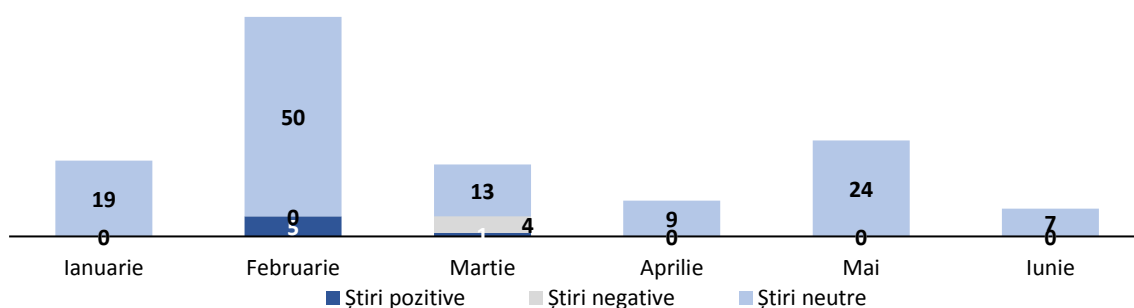
În urma monitorizării ştirilor privind activitatea Transgaz, apărute pe canalele media în semestrul I 2019, menţionăm că în acest an au fost în număr de **132** din care:

Nr. crt.	Categorie ştiri	Număr ştiri	Pondere %
1.	Ştiri neutre	122	92%
2.	Ştiri pozitive	6	5%
3.	Ştiri negative	4	3%
Total ştiri		132	100%

Ponderea știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2019



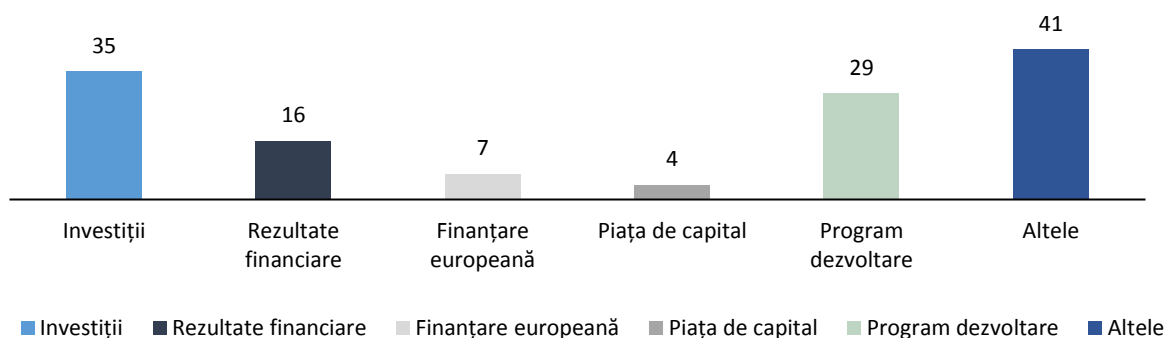
Distribuția pe luni în semestrul I 2019 a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



Grafic 31-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2019

Distribuția totală în semestrul I 2019 a referirilor apărute funcție de tema abordată, investiții, rezultate financiare, finanțare europeană, piața de capital, program de dezvoltare se prezintă astfel:

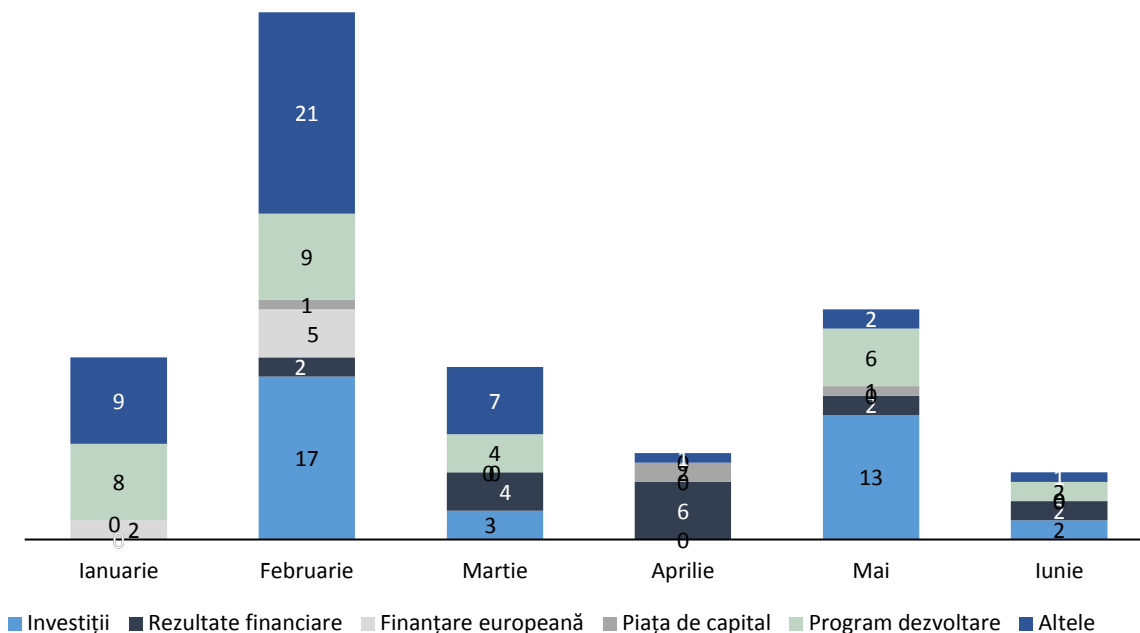
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 30.06.2019



Grafic 32-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2019

Distribuția pe luni în semestrul I 2019 a referirilor apărute funcție de tema abordată se prezintă astfel:

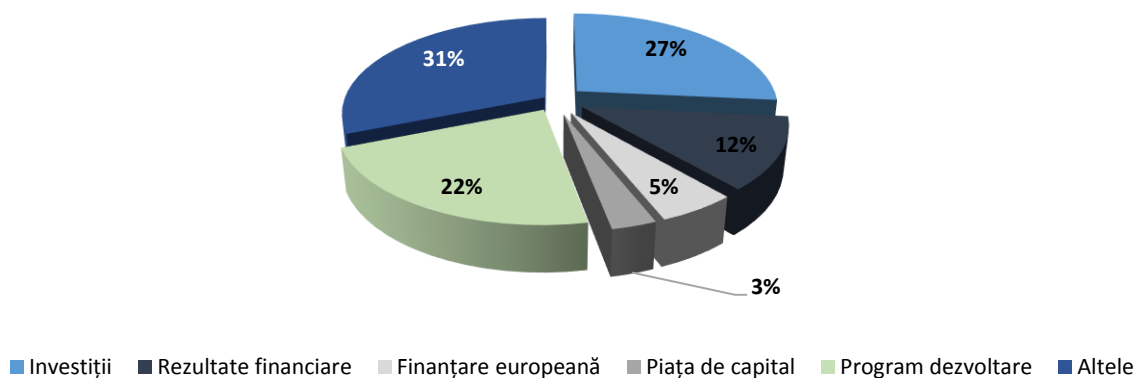
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 30.06.2019



Grafic 33-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2019

Ponderea referirilor apărute în semestrul I 2019 funcție de tema abordată se prezintă astfel:

Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată



Grafic 34-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2019

5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanțari

Din categoria **indicatorilor nefinanțari operaționali de performanță** (prezentați 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.	Semestrul I 2019		Grad de realizare
				Planificat	Realizat	
Operaționali						
6	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani <i>I = (acțiuni realizate + demarate) / acțiuni propuse</i>				
		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 PIF faza 1	-În derulare	Se monitorizează anual
		Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	6.2	Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție Obținere Decizie exhaustivă- etapa 2	-În derulare -În derulare	
Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	6.3	Isaccea 1 – construcție și PIF Negru Vodă 1 – demarare construcție	-În derulare			
7	Creșterea eficienței energetice	Mentținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	<1	0,53	Se monitorizează anual
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	$IP_0^1 \geq 90\%$	88,15%	Se monitorizează anual
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	-	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	100%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	100%	
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	-	
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%	
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	-	
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%	
			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%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100%	

			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	95,00 %	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			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	100%	Realizat Adresa nr DSMC/4786/25.01.2019	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	7,9	Realizat Adresa nr. SMC 9610/15.02.2019 pentru anul 2018	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	Elaborarea strategiei privind managementul riscului	Realizat Strategia de Managementul Riscului este înregistrată cu nr. DSMC/39870/06.08.2018 și aprobată prin HCA 41/2018	100%
			11.2	Elaborarea procedurii de sistem Managementul Riscului	Realizat Procedura de Sistem "Managementul Riscului" PS 05 SMI este aprobată și difuzată prin publicarea în baza de date "Zonapublică"	
			11.3	Elaborarea procedurii de desfășurare a activității EGR	Realizat Ca urmare a analizei de impact a intrării în vigoare a Ordinului Secretariatului General al Guvernului privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice nr. 600/2018, s-a hotărât ca Procedura de Proces "Activitatea Echipei de Gestionare a Riscului" să nu se mai elaboreze. Desfășurarea activității EGR este stabilită în Procedura	

					de Sistem "Managementul Riscului" și în "Regulamentul de Organizare și Funcționare al Echipei de Gestionare a Riscului" aprobat cu nr. 37021/23.07.2018.	
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	
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	Realizat Adresa DSMC 16016/15.03.2018 Termen 15 martie 2019	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Adresa nr DSMC/4786/25/01.2019 - raportare pt anul 2018 (se raportează anual)	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizat Adresa nr. 63288/28.11.2018 raportare ANRE pt. anul gazier 2017-2018	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa DSMC 38243/28.06.2019 Raportare aferentă semestrului I 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 anual 2018 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%20SCI/M/Raportare%20SCIM%20la%2031.12.%202018.pdf	100%

			13.2	Identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție din cadrul societății (consultant extern)	A fost emisă Decizia nr. 434/ 10.05.2018 privind constituirea Grupului de Lucru pentru prevenirea corupției care are ca principală atribuție coordonarea tuturor etapelor necesare managementului riscurilor de corupție. Identificarea este în curs de realizare conform procedurii de prevenire aprobată în decembrie 2018.
			13.3	Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	Realizat La nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 3328/18.01.2019, a fost transmis către Ministerul Economiei (minister coordonator) Raportul la data de 17.01.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., Situația incidentelor de integritate 2017 (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2);
			13.4	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)

Tabel 36 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinancieri pentru calculul componente variabile a remunerației în semestrul I 2019

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 Regulamentul propriu de

guvernanță corporativă să asigure un cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernanței corporative la nivelul companiei.

Regulamentul de guvernanță corporativă al societății a fost avizat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr. 3/18.01.2011 și aprobat de Adunarea Generală Ordinară 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. Atribuțiile conducerii executive sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare al Transgaz iar prin Codul de Conduită Profesională se reglementează normele etice de conduită obligatorie pentru toți angajații și se aplică în toate structurile organizatorice și ierarhice ale companiei.
-	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.

6.1 Declarația de Guvernanță Corporativă

I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

II. ELEMENTELE DECLARAȚIEI DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

- Secțiunea A–Informații privind componența, responsabilitățile și activitățile consiliului și ale comitetelor.
- Secțiunea B–Informații privind riscurile și controlul intern.
- Secțiunea C–Informații privind remunerarea.
- Secțiunea D–Informații privind acționarii.

I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

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 **Declarația privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernanță Corporativă (Declarația „aplici sau expliți”)** cuprinsă în Raportul Administratorilor.

În luna septembrie 2015, a fost lansat **un nou Cod de Guvernanță Corporativă al BVB** incident companiilor listate pe piața principală, cu aplicabilitate din 4 ianuarie 2016. Noul Cod a fost conceput de BVB ca parte a unui nou cadru de guvernanță corporativă și vizează promovarea unor standarde mai ridicate de guvernanță și transparență a companiilor listate.

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 guvernanță corporativă.

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: *Informații investitori/Raportări curente/2016*.

În data de 12 octombrie 2016, printr-un Raport Curent transmis la BVB, SNTGN TRANSGAZ SA a adus la cunoștința celor interesați conformarea la noile prevederi ale CGC al BVB, după cum urmează:

Secțiune	Prevederi ale CGC	Explicații privind conformarea
A.2.	Prevederi pentru gestionarea conflictelor de interese trebuie incluse în regulamentul Consiliului. În orice caz, membrii Consiliului trebuie să notifice Consiliului cu privire la orice conflicte de interese care au survenit sau pot surveni și să se abțină de la participarea la discuții (inclusiv prin neprezentare, cu excepția cazului în care neprezentarea ar împiedica formarea cvorumului) și de la votul pentru adoptarea unei hotărâri privind chestiunea care dă naștere conflictului de interese respectiv.	Prevedere inclusă în ROF-ul CA la art. 17, aprobat prin Art. 1 din Hotărârea AGOA nr. 4 din 23.06.2016.

Tabel privind conformitatea sau neconformitatea cu prevederile noului Cod

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
Secțiunea A – Responsabilități				
A.1	Toate societățile trebuie să aibă un regulament intern al Consiliului care include termenii de referință/responsabilitățile Consiliului și funcțiile cheie de conducere ale societății, și care aplică, printre altele, Principiile Generale din Secțiunea A.	X		
A.2	Prevederi pentru gestionarea conflictelor de interese trebuie incluse în regulamentul Consiliului. În orice caz, membrii Consiliului trebuie să notifice Consiliului cu privire la orice conflicte de interese care au survenit sau pot surveni și să se abțină de la participarea la discuții (inclusiv prin neprezentare, cu excepția cazului în care neprezentarea ar împiedica formarea cvorumului) și de la votul pentru adoptarea unei hotărâri privind chestiunea care dă naștere conflictului de interese respectiv.	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
A.3	Consiliul de Administrație sau Consiliul de Supraveghere trebuie să fie format din cel puțin 5 membri.	X		
A.4	Majoritatea membrilor Consiliului de Administrație trebuie să nu aibă funcție executivă. Cel puțin un membru al Consiliului de Administrație sau al Consiliului de Supraveghere trebuie să fie independent în cazul societăților din Categoria Standard. În cazul societăților din Categoria Premium, nu mai puțin de doi membri neexecutivi ai Consiliului de Administrație sau ai Consiliului de Supraveghere trebuie să fie independenți. Fiecare membru independent al Consiliului de Administrație sau al Consiliului de Supraveghere, după caz, trebuie să depună o declarație la momentul nominalizării sale în vederea alegerii sau realegerii, precum și atunci când survine orice schimbare a statutului său, indicând elementele în baza cărora se consideră că este independent din punct de vedere al caracterului și judecății sale și după următoarele criterii:	X		
	A.4.1. Nu este Director General/director executiv al societății sau al unei societăți controlate de aceasta și nu a deținut o astfel de funcție în ultimii 5 ani.	X		
	A.4.2. Nu este angajat al societății sau al unei societăți controlate de aceasta și nu a deținut o astfel de funcție în ultimii 5 ani.	X		
	A.4.3. Nu primește și nu a primit remunerație suplimentară sau alte avantaje din partea societății sau a unei societăți controlate de aceasta, în afară de cele corespunzătoare calității de administrator neexecutiv.	X		
	A.4.4. Nu este sau nu a fost angajatul sau nu are sau nu a avut în cursul anului precedent o relație contractuală cu un acționar semnificativ al societății, acționar care controlează peste 10% din drepturile de vot, sau cu o companie controlată de acesta.	X		
	A.4.5. Nu are și nu a avut în anul anterior un raport de afaceri sau profesional cu societatea sau cu o societate controlată de aceasta, fie în mod direct, fie în calitate de client, partener, acționar, membru al Consiliului/Administrator, director general/director executiv sau angajat al unei societăți dacă, prin caracterul sau substanțial, acest raport îi poate afecta obiectivitatea.	X		
	A.4.6. Nu este și nu a fost în ultimii 3 ani auditor extern sau intern ori partener sau asociat salariat al auditorului financiar extern actual sau al auditorului intern al societății sau al unei societăți controlate de aceasta.	X		
	A.4.7. Nu este director general/director executiv al altei societăți unde un alt director general/director executiv al societății este administrator neexecutiv.	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	A.4.8. Nu a fost administrator neexecutiv al societății pe o perioadă mai mare de 12 ani.	X		
	A.4.9. Nu are legături de familie cu o persoană în situațiile menționate la punctele A.4.1 și A.4.4.	X		
A.5	Alte angajamente și obligații profesionale relativ permanente ale unui membru al Consiliului, inclusiv poziții executive sau neexecutive în Consiliul unor societăți și instituții non-profit, trebuie dezvăluite acționarilor și investitorilor potențiali înainte de nominalizare și în cursul mandatului său.	X		
A.6	Orice membru al Consiliului trebuie să prezinte Consiliului informații privind orice raport cu un acționar care deține direct sau indirect acțiuni reprezentând peste 5% din toate drepturile de vot. Aceasta obligație se referă la orice fel de raport care poate afecta poziția membrului cu privire la chestiuni decise de Consiliu.		X	Informațiile vor fi solicitate membrilor CA. Transgaz va transmite BVB un raport curent în momentul conformării.
A.7	Societatea trebuie să desemneze un secretar al Consiliului responsabil de sprijinirea activității Consiliului.	X		
A.8	Declarația privind governanța corporativă va informa dacă a avut loc o evaluare a Consiliului sub conducerea Președintelui sau a comitetului de nominalizare și, în caz afirmativ, va rezuma măsurile cheie și schimbările rezultate în urma acesteia. Societatea trebuie să aibă o politică/ghid privind evaluarea Consiliului cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.		X	Activitatea CA este evaluată pe baza criteriilor de performanță incluse în planul de administrare precum și în contractele de mandat, gradul de îndeplinire al acestora este cuprins în raportul anual al CA. Societatea nu are o politică/ghid pentru evaluarea activității CA, evaluarea fiind realizată pe baza criteriilor mai sus menționate. TGN va transmite un raport curent de conformare în momentul elaborării acestei politici.
A.9	Declarația privind governanța corporativă trebuie să conțină informații privind numărul de întâlniri ale Consiliului și comitetelor în cursul ultimului an, participarea administratorilor (în persoană și în	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	absență) și un raport al Consiliului și comitetelor cu privire la activitățile acestora.			
A.10	Declarația privind guvernanta corporativă trebuie să cuprindă informații referitoare la numărul exact de membri independenți din Consiliul de Administrație sau Consiliul de Supraveghere.	X		
A.11	Consiliul societăților din Categoria Premium trebuie să înființeze un comitet de nominalizare format din membri neexecutivi, care va conduce procedura de nominalizare de noi membri ai Consiliu și va face recomandări Consiliului. Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare trebuie să fie independentă	X		
Secțiunea B–Sistemul de administrare a riscului și sistemul de control intern				
B.1	Consiliul trebuie să înființeze un comitet de audit în care cel puțin un membru trebuie să fie administrator neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit ca au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului. Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare. În cazul societăților din Categoria Premium, comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenți.	X		
B.2	Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent.	X		
B.3	În cadrul responsabilităților sale, comitetul de audit trebuie să efectueze o evaluare anuală a sistemului de control intern.	X		
B.4	Evaluarea trebuie să aibă în vedere eficacitatea și cuprinderea funcției de audit intern, gradul de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern prezentate către comitetul de audit al Consiliului, promptitudinea și eficacitatea cu care conducerea executivă soluționează deficiențele sau slăbiciunile identificate în urma controlului intern și prezentarea de rapoarte relevante în atenția Consiliului.	X		
B.5	Comitetul de audit trebuie să evalueze conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.	X		
B.6	Comitetul de audit trebuie să evalueze eficiența sistemului de control intern și a sistemului de gestiune a riscului.	X		
B.7	Comitetul de audit trebuie să monitorizeze aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate. Comitetul de audit trebuie să primească și să evalueze rapoartele echipei de audit intern.	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
B.8	Ori de câte ori Codul menționează rapoarte sau analize inițiate de Comitetul de Audit, acestea trebuie urmate de raportări periodice (cel puțin anual) sau ad-hoc care trebuie înaintate ulterior Consiliului.	X		
B.9	Niciunui acționar nu i se poate acorda tratament preferențial față de alți acționari în legătură cu tranzacții și acorduri încheiate de societate cu acționari și afiliații acestora.	X		
B.10	Consiliul trebuie să adopte o politică prin care să se asigure că orice tranzacție a societății cu oricare dintre societățile cu care are relații strânse a cărei valoare este egală cu sau mai mare de 5% din activele nete ale societății (conform ultimului raport financiar) este aprobată de Consiliu în urma unei opinii obligatorii a comitetului de audit al Consiliului și dezvăluită în mod corect acționarilor și potențialilor investitori, în măsura în care aceste tranzacții se încadrează în categoria evenimentelor care fac obiectul cerințelor de raportare.		X	Această politică va fi elaborată și aprobată conform ROF CA și Actului Constitutiv.
B.11	Auditorul intern trebuie efectuat de către o divizie separată structural (departament de audit) din cadrul societății sau prin angajarea unei entități terțe independente.	X		
B.12	În scopul asigurării îndeplinirii funcțiilor principale ale departamentului de audit intern, acesta trebuie să raporteze din punct de vedere funcțional către Consiliu prin intermediul comitetului de audit. În scopuri administrative și în cadrul obligațiilor conducerii de a monitoriza și reduce riscurile, acesta trebuie să raporteze direct directorului general.	X		
Secțiunea C–Recompense echitabile și motivare				
C.1	Societatea trebuie să publice pe pagina sa de internet politica de remunerare și să includă în raportul anual o declarație privind implementarea politicii de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei. Politica de remunerare trebuie formulată astfel încât să permită acționarilor înțelegerea principiilor și a argumentelor care stau la baza remunerației membrilor Consiliului și a Directorului General, precum și a membrilor Directoratului în sistemul dualist. Aceasta trebuie să descrie modul de conducere a procesului și de luare a deciziilor privind remunerarea să detalieze componentele remunerației conducerii executive (precum salarii, prime anuale, stimulente pe termen lung legate de valoarea acțiunilor, beneficii în natura, pensii și altele) și să descrie scopul, principiile și prezumțiile ce stau la baza fiecărei componente (inclusiv criteriile generale de performanță aferente oricărei forme de remunerare variabilă). În plus, politica de		X	Transgaz aplică parțial această prevedere prin respectarea prevederilor OUG 109/2011 art.39 și art. 55 (2).

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	<p>remunerare trebuie să specifice durata contractului directorului executiv și a perioadei de preaviz prevăzută în contract, precum și eventuala compensare pentru revocare fără justa cauza.</p> <p>Raportul privind remunerarea trebuie să prezinte implementarea politicii de remunerare pentru persoanele identificate în politica de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei.</p> <p>Orice schimbare esențială intervenită în politica de remunerare trebuie publicată în timp util pe pagina de internet a societății.</p>			
Secțiunea D—Construind valoare prin relația cu investitorii				
D.1	Societatea trebuie să organizeze un serviciu de Relații cu Investitorii—indicându-se publicului larg persoana/persoanele responsabile sau unitatea organizatorică. În afară de informațiile impuse de prevederile legale, societatea trebuie să includă pe pagina sa de internet o secțiune dedicată Relațiilor cu Investitorii, în limbile română și engleză, cu toate informațiile relevante de interes pentru investitori, inclusiv:	X		
	D.1.1. Principalele reglementări corporative: actul constitutiv, procedurile privind adunările generale ale acționarilor.	X		
	D.1.2. CV-urile profesionale ale membrilor organelor de conducere ale societății, alte angajamente profesionale ale membrilor Consiliului, inclusiv poziții executive și neexecutive în consilii de administrație din societăți sau din instituții non-profit.	X		
	D.1.3. Rapoarte curente și rapoartele periodice (trimestriale, semestriale și anuale) - cel puțin cele prevăzute la punctul D.8 - inclusiv rapoartele curente cu informații detaliate referitoare la neconformitatea cu prezentul Cod;	X		
	D.1.4. Informații referitoare la adunările generale ale acționarilor: ordinea de zi și materialele informative; procedura de alegere a membrilor Consiliului; argumentele care susțin propunerile de candidați pentru alegerea în Consiliu, împreună cu CV-urile profesionale ale acestora; întrebările acționarilor cu privire la punctele de pe ordinea de zi și răspunsurile societății, inclusiv hotărârile adoptate.		X	Compania aplică parțial această prevedere, în conformitate cu art. 29 din OUG 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.
	D.1.5. Informații privind evenimentele corporative, cum ar fi plata dividendelor și a altor distribuiri către acționari, sau alte evenimente care conduc la dobândirea sau limitarea drepturilor unui acționar,	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	inclusiv termenele limită și principiile aplicate acestor operațiuni. Informațiile respective vor fi publicate într-un termen care să le permită investitorilor să adopte decizii de investiții.			
	D.1.6. Numele și datele de contact ale unei persoane care va putea să furnizeze, la cerere, informații relevante.	X		
	D.1.7. Prezentările societății (de ex., prezentările pentru investitori, prezentările privind rezultatele trimestriale etc.), situațiile financiare (trimestriale, semestriale, anuale), rapoarte de audit și rapoarte anuale.	X		
D.2	Societatea va avea o politică privind distribuția anuală de dividende sau alte beneficii către acționari, propusă de Directorul General sau de Directorat și adoptată de Consiliu, sub forma unui set de linii directoare pe care societatea intenționează să le urmeze cu privire la distribuirea profitului net. Principiile politicii anuale de distribuție către acționari vor fi publicate pe pagina de internet a societății.		X	Repartizarea profitului societății se realizează în conformitate cu prevederile OUG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.
D.3	Societatea va adopta o politică în legătură cu previziunile, fie că acestea sunt facute publice sau nu. Previziunile se referă la concluzii cuantificate ale unor studii ce vizează stabilirea impactului global al unui număr de factori privind o perioadă viitoare (așa-numitele ipoteze): prin natura sa, această proiecție are un nivel ridicat de incertitudine, rezultatele efective putând diferi în mod semnificativ de previziunile prezentate inițial. Politica privind previziunile va stabili frecvența, perioada avută în vedere și conținutul previziunilor. Dacă sunt publicate, previziunile pot fi incluse numai în rapoartele anuale, semestriale sau trimestriale. Politica privind previziunile va fi publicată pe pagina de internet a societății.		X	Activitatea societății este reglementată de către ANRE. Planul de administrare al Transgaz include strategia de administrare pe perioada mandatului. Acesta este structurat riguros și cuprinde direcții strategice de acțiune privind administrarea tuturor resurselor, proceselor operaționale și de

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
				management ale societății în scopul realizării cu maximă eficiență a obiectivelor de performanță stabilite.
D.4	Regulile adunărilor generale ale acționarilor nu trebuie să limiteze participarea acționarilor la adunările generale și exercitarea drepturilor acestora. Modificările regulilor vor intra în vigoare, cel mai devreme, începând cu următoarea adunare a acționarilor.	X		
D.5	Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.	X		
D.6	Consiliul va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale.	X		Aceste informații sunt cuprinse în raportul anual al Consiliului de Administrație precum și în Declarația conducerii întocmită în conformitate cu art. 30 din Legea contabilității nr. 82/1991.
D.7	Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prelabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.	X		
D.8	Rapoartele financiare trimestriale și semestriale vor include informații atât în limba română, cât și în limba engleză referitoare la factorii cheie care influențează modificări în nivelul vânzărilor, al profitului operațional, profitului net și al altor indicatori financiari relevanți, atât de la un trimestru la altul, cât și de la un an la altul.	X		
D.9	O societate va organiza cel puțin două ședințe/teleconferințe cu analiștii și investitorii în fiecare an. Informațiile prezentate cu aceste ocazii vor fi publicate în secțiunea relații cu investitorii a paginii de internet a societății la data ședințelor/teleconferințelor.	X		
D.10	În cazul în care o societate susține diferite forme de expresie artistică și culturală, activități sportive, activități educative sau științifice și consideră că	X		

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
impactul acestora asupra caracterului inovator și competitivității societății fac parte din misiunea și strategia sa de dezvoltare, va publica politica cu privire la activitatea sa în acest domeniu.			

II. ELEMENTELE DECLARAȚIEI DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

Secțiunea A–Informații privind componența, responsabilitățile și activitățile Consiliului de Administrație și ale Comitetelor Consultative

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 27.11.2018, 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 27.11.2018 și aprobat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr.49/27.11.2018, reglementează atribuțiile, răspunderile și competențele Consiliului de Administrație precum și obligațiile administratorilor companiei.

Consiliul de administrație își desfășoară activitatea în baza propriului său regulament și a reglementărilor legale în vigoare. Urmare a implementării Noului Cod de Governanță Corporativa 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 guvernare 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 HAGO nr. 3/19.06.2017, respectiv a HAGO 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

CV-urile membrilor Consiliului de Administrație al Transgaz sunt disponibile pe site-ul societății la adresa: www.transgaz.ro/Despre noi/Management/Consiliul de administratie.

Rolul și obligațiile Consiliului de Administrație

Conducerea Transgaz este asigurată de un consiliu de administrație care se întrunește la sediul societății sau în alt loc pe care el îl stabilește, ori de câte ori este necesar dar cel puțin o dată la 3 luni.

Consiliul de administrație este prezidat de președinte. În cazul în care președintele se află în imposibilitate temporară de a-și exercita atribuțiile, pe durata stării respective de imposibilitate, consiliul de administrație poate însărcina pe un alt administrator cu îndeplinirea funcției de președinte.

În structura organizatorică a societății există înființat Serviciul Secretariat CA și AGA, cu responsabilități în sprijinirea activității consiliului de administrație.

Ședințele consiliului de administrație pot avea loc prin telefon sau prin video-conferință sau prin alte mijloace de comunicare, prin intermediul cărora toate persoanele care participă la ședință se pot auzi una pe alta, iar participarea la o astfel de ședință se consideră participare în persoană în scopul îndeplinirii cerințelor cu privire la cvorum și condiții de vot.

În semestrul I 2019 au avut loc 55 ședințe ale Consiliului de Administrație.

Dezbaterile se consemnează în procesul-verbal al ședinței, care cuprinde numele participanților, ordinea deliberărilor, deciziile luate, numărul de voturi întrunite și opiniile separate. Procesul-verbal este semnat de către președintele de ședință și de către cel puțin un

alt administrator. Pe baza procesului-verbal secretarul consiliului de administrație redactează hotărârea acestuia, care se semnează de președinte.

Consiliul de Administrație va delega 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 nefinanciari.

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 27.11.2018, 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.

Răspunderea administratorilor

Răspunderea administratorilor este reglementată de dispozițiile legale referitoare la mandat precum și de cele speciale prevăzute de Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Incompatibilități

Sunt incompatibile cu calitatea de membru în consiliul de administrație persoanele prevăzute în Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Nu poate fi director general al TRANSGAZ S.A. persoana care este incompatibilă cu calitatea de administrator, potrivit Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Atribuțiile consiliului de administrație

Consiliul de administrație are, în principal, următoarele atribuții:

- stabilește direcțiile principale de activitate și de dezvoltare ale societății;
- elaborează planul de administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite prin contractele de mandat;
- aprobă regulamentul intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul consiliului de administrație și componența acestora;
- stabilește politicile contabile și sistemul de control financiar și aprobă planificarea financiară;
- aprobă structura organizatorică și regulamentul de organizare și funcționare ale TRANSGAZ S.A.;
- numește și revocă directorul general al TRANSGAZ S.A. și stabilește remunerația acestuia;
- aprobă planul de management pe durata mandatului și pentru primul an de mandat al directorului general al TRANSGAZ S.A.;
- supraveghează activitatea directorului general;
- pregătește raportul anual, organizează adunările generale a acționarilor și implementează hotărârile acesteia;
- introduce cererea pentru deschiderea procedurii insolvenței TRANSGAZ S.A., potrivit reglementarilor legale în vigoare;
- aprobă nivelul garanțiilor pentru persoanele care au calitatea de gestionar;
- încheie acte juridice prin care să dobândească, să înstrăineze, să închirieze, să schimbe sau să constituie în garanție bunuri aflate în patrimoniul TRANSGAZ S.A., cu aprobarea adunării generale a acționarilor atunci când legea impune această condiție;
- aprobă competențele sucursalelor pe domenii de activitate (economic, comercial, tehnic, administrativ, financiar, juridic etc.) în vederea realizării obiectului de activitate al TRANSGAZ S.A.;
- aprobă modificarea obiectului secundar de activitate al SNTGN „Transgaz” S.A.;
- aprobă înființarea/desființarea punctelor de lucru–obiective aparținând SNT;
- aprobă încheierea oricărui contracte pentru care nu a delegat competența directorului general al TRANSGAZ S.A.;
- supune anual adunării generale a acționarilor, după încheierea exercițiului financiar, raportul cu privire la activitatea TRANSGAZ S.A., bilanțul contabil și contul de profit și pierderi pe anul precedent;

- supune adunării generale a acționarilor programului de activitate și proiectul de buget de venituri și cheltuieli pentru anul următor;
- convoacă adunarea generală a acționarilor ori de câte ori este nevoie;
- stabilește drepturile, obligațiile și responsabilitățile personalului TRANSGAZ S.A., conform structurii organizatorice aprobate;
- hotărăște cu privire la contractarea de împrumuturi bancare, inclusiv a celor externe; stabilește competențele și nivelul de contractare a împrumuturilor bancare de pe piața internă și externă, a creditelor comerciale și a garanțiilor, inclusiv prin gajarea acțiunilor aferente participațiilor deținute în alte societăți potrivit legii; aprobă eliberarea garanțiilor;
- aprobă numărul de posturi și normativul de constituire a compartimentelor funcționale și de producție;
- aprobă programele de producție, cercetare, dezvoltare și investiții;
- aprobă politici pentru protecția mediului înconjurător, securitatea muncii, potrivit reglementărilor legale în vigoare;
- aprobă, în limita bugetului de venituri și cheltuieli aprobat de adunarea generală a acționarilor, modificări în structura acestuia, în limita competențelor pentru care a primit mandat;
- negociază contractul colectiv de muncă prin mandatarea directorului general și aprobă statutul personalului;
- asigură și răspunde pentru aducerea la îndeplinire a oricăror altor sarcini și atribuții stabilite de adunarea generală a acționarilor sau care sunt prevăzute de legislația în vigoare;
- hotărăște în numele și pentru Adunarea Generală a Asociaților societății cu răspundere limitată Eurotransgaz de pe teritoriul Republicii Moldova;
- adoptă orice alte decizii cu privire la activitatea societății, cu excepția celor care sunt de competența adunării generale a acționarilor.

Numirea membrilor Consiliului de Administrație

Compania are înființat un Comitet de Nominalizare și Remunerare care coordonează procesul de numire al membrilor Consiliului de Administrație și adresează recomandări atât pentru poziția de administrator cât și pentru ocuparea posturilor vacante în cadrul acestuia, conform OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă la întreprinderile publice, cu modificările și completările ulterioare.

În situația în care se creează un loc vacant în consiliul de administrație, alegerea unui nou membru se face în condițiile prevăzute de lege. Durata pentru care este ales noul administrator pentru a ocupa locul vacant va fi egală cu perioada care a rămas până la expirarea mandatului predecesorului său.

Comitetele consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație

Începând cu data de 27.05.2013 prin HCA nr. 7 din 27.05.2013 s-a aprobat noua structură a Comitetele Consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA, după cum urmează:

- Comitetul de nominalizare și remunerare;
- Comitetul de audit și rating;
- Comitetul de siguranță și securitate a S.N.T.;
- Comitetul de strategie și dezvoltare;
- Comitetul de reglementare și relații cu autoritățile publice.

Regulamentul Intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA, forma actualizată la data de 28.02.2018, se găsește pe pagina proprie de internet, la secțiunea **Despre noi/Consiliul de Administrație**.

Ultima actualizare a vizat modificarea Regulamentului Intern privind organizarea și funcționarea Comitetelor Consultative urmare a Hotărârii Consiliului de Administrație nr.10/28.02.2018 prin actualizarea atribuțiilor Comitetului Consultativ de audit și rating.

Fișele de atribuții ale celor cinci comitete consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație:

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
<p>COMITETUL DE NOMINALIZARE ȘI REMUNERARE</p>	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;</p> <p>va fi format din administratori ne-executivi, cel puțin unul dintre membrii comitetului va fi administrator neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Guvernanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ coordonează procesul de numire a membrilor Consiliului de Administrație; ▪ elaborează și propune Consiliului de Administrație Procedura de alegere a membrilor Consiliului de Administrație; ▪ adresează recomandări privind atât poziția de administrator cât și ocuparea posturilor vacante în cadrul Consiliului de Administrație; ▪ evaluează cumulul de competențe profesionale, cunoștințe și experiențe la nivelul Consiliului de Administrație, directorilor și a altor funcții de conducere; ▪ stabilește cerințele pentru ocuparea unei anumite poziții în administrarea societății; ▪ elaborează și propune Consiliului de Administrație procedura de selecție a candidaților pentru funcțiile de director și alte funcții de conducere; ▪ recomandă Consiliului de Administrație candidați pentru funcțiile enumerate; ▪ aplică cele mai bune practici de guvernanță corporativă prin îmbunătățirea cunoștințelor privind activitatea societății și actualizarea permanentă a competențelor profesionale ale membrilor Consiliului de Administrație; ▪ elaborează politica de remunerare pentru administratori; ▪ supune spre aprobarea Adunării Generale a Acționarilor această politică de remunerare; ▪ formulează propuneri privind remunerarea directorilor și a altor funcții de conducere; ▪ informeaza despre politica de remunerare în Statutul/Regulamentul de Guvernanță Corporativă al companiei; ▪ prezintă în Raportul Anual suma totală a remunerației directe și indirecte a administratorilor și directorilor, separat pe componentă fixă și variabilă a acestor remunerații;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ în stabilirea remunerației administratorilor ne-executivi va respecta principiul proporționalității acestei remunerații cu responsabilitatea și timpul dedicat exercitării funcțiilor de către aceștia; ▪ elaborează un raport anual cu privire la remunerațiile și alte avantaje acordate administratorilor și directorilor în cursul anului financiar, raport ce se prezintă adunării generale a acționarilor și cuprinde informații prevăzute în art. 55 alin.(3) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice; ▪ poate apela, dacă este cazul, la asistență din partea unor experți externi pentru îndeplinirea atribuțiilor cerute.
<p>COMITETUL DE AUDIT ȘI RATING</p>	<p>va fi format din cel puțin trei membri ai Consiliului de Administrație și majoritatea membrilor trebuie să fie independenți;</p> <p>va fi format din administratori ne-executivi, cel puțin unul dintre membrii comitetului va fi administrator neexecutiv independent;</p> <p>cel puțin un membru al comitetului trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare;</p> <p>președintele comitetului trebuie să fie un membru neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Guvernanta Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ asistă și recomandă Consiliului de Administrație, propuneri privind stabilirea sistemului contabil și de control financiar și aprobă planificarea financiar-bugetară; ▪ monitorizează eficacitatea sistemelor controlului intern de calitate și a sistemelor de management al riscului entității și, după caz, a auditului intern în ceea ce privește raportarea financiară a entității auditate, fără a încălca independența acestuia; ▪ monitorizează auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate, în special efectuarea acestuia, ținând cont de constatările și concluziile autorității competente, în conformitate cu art.26 alin. (6) din Regulamentul UE nr.537/2014; ▪ efectuează o evaluare anuală a sistemului de control intern și prezintă rapoarte relevante în atenția Consiliului de Administrație; ▪ evaluează conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate; ▪ monitorizează aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate; ▪ primește și evaluează rapoartele echipei de audit intern; ▪ prezintă rapoarte periodice Consiliului de Administrație; ▪ elaborează și înaintează Consiliului de Administrație spre aprobare o opinie cu privire la politica prin care să se asigure că orice tranzacție a societății cu oricare dintre societățile cu care are relații strânse a cărei valoare este egală cu sau mai mare de 5% din activele nete ale societății (conform ultimului raport financiar) este aprobată de Consiliu; ▪ se întrunește ori de câte ori este necesar, dar cel puțin de două ori pe an cu ocazia întocmirii rezultatelor semestriale și anuale, când se asigură de diseminarea acestora către acționari și publicul larg; ▪ verifică conformitatea rapoartelor de audit elaborate cu planul de audit aprobat la nivelul companiei; ▪ asigură sprijin Consiliului de Administrație în monitorizarea credibilității și exhaustivității informației financiare furnizate de companie, în special

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ prin revizuirea relevanței și consistenței standardelor contabile aplicate de acesta; ▪ colaborează cu auditul financiar extern al companiei care îi va pune la dispoziție un raport în care vor fi descrise toate relațiile existente între acesta din urmă pe de o parte, și societatea și grupul din care face parte, pe de altă parte; ▪ răspunde de procedura de selecție a auditorului financiar sau a firmei de audit și recomandă adunării generale a acționarilor auditorul financiar sau firma/firmele de audit care urmează a fi desemnată/desemnate în conformitate cu art.16 din Regulamentul UE ne.537/2014, cu excepția cazului în care se aplică art.16 alin.(8) din Regulamentul UE nr.537/2014; ▪ evaluează și monitorizează independența auditorilor financiari sau a firmelor de audit în conformitate cu art.21-25, 28 și 29 din Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative și cu art.6 din Regulamentul UE nr.537/2014 și, în special, oportunitatea prestării unor servicii care nu sunt de audit către entitatea auditată în conformitate cu art.5 din respectivul regulament; ▪ informează membrii Consiliul de Administrație ai entității auditate cu privire la rezultatele auditului statutar și explică în ce mod a contribuit auditul statutar la integritatea raportării financiare și care a fost rolul comitetului în acest proces; ▪ monitorizează procesul de raportare financiară și transmite recomandări sau propuneri pentru a asigura integritatea acestuia; ▪ îndeplinește atribuțiile prevăzute la art.47 din OUG nr.90/2008, aprobată cu modificări prin Legea nr.278/2008, în conformitate cu art. 34 alin.(3) din OUG 109/2011.
COMITETUL DE SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE A SNT	va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație; cel puțin un membru al comitetului trebuie să fie administrator neexecutiv independent; atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ analizează periodic lista obiectivelor de infrastructură critică a Transgaz și măsurile de securitate stabilite; ▪ asigură condițiile necesare implementării măsurilor de protecție a tuturor obiectivelor de infrastructură critică ale societății sau aflate sub autoritatea/coordonarea societății; ▪ monitorizează/reactualizează programele proprii de prevenire și combatere a terorismului prin măsuri optime de protecție fizică și organizatorică, cu recomandări în acest sens către Consiliul de Administrație; ▪ monitorizează îndeplinirea programelor de mentenanță și modernizare dezvoltare a SNT precum și a modului de respectare a normativelor tehnice de exploatare și mentenanță a capacităților de producție.

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
COMITETUL DE STRATEGIE ȘI DEZVOLTARE	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;</p> <p>cel puțin un membru al comitetului trebuie să fie administrator neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ asistă Consiliul de Administrație în îndeplinirea responsabilităților acestuia în domeniul elaborării și actualizării strategiei generale de dezvoltare a societății; ▪ analizează oportunitățile identificate privind dezvoltarea afacerii și emite recomandări Consiliului de Administrație cu privire la acestea; ▪ analizează și asigură asistență Consiliului de Administrație în ceea ce privește direcțiile de dezvoltare și cooperare internațională ale societății; ▪ monitorizează și analizează îndeplinirea planurilor/programelor strategice și de acțiune privind obligațiile Transgaz în calitate de operator tehnic al SNT și emitent la bursă; ▪ elaborează propuneri privind îmbunătățirea și eficientizarea activității strategice, de dezvoltare și colaborare; ▪ adresează recomandări Consiliului de Administrație cu privire la operaționalitatea eficientă a planurilor/programelor strategice și de acțiune; ▪ monitorizează și analizează îndeplinirea indicatorilor de performanță ai sistemului de transport și de performanță economico-financiară a activității societății.
COMITETUL DE REGLEMENTARE ȘI RELAȚII CU AUTORITĂȚILE PUBLICE	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;</p> <p>cel puțin un membru al comitetului trebuie să fie administrator neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ asistă Consiliul de Administrație în analiza activității de reglementare și a obligațiilor legale ce revin societății în acest domeniu; ▪ monitorizează îndeplinirea de către societate a obligațiilor prevăzute de reglementările incidente activității desfășurate; ▪ analizează și înaintează Consiliului de Administrație propuneri cu privire la cadrul de reglementare; ▪ monitorizează relațiile de colaborare cu autoritățile publice și asistă Consiliul de Administrație în stabilirea și gestionarea politicii de colaborare.

Componența comitetelor consultative constituite la nivelul CA al societății

În cadrul ședinței Consiliului de Administrație din data de 11.07.2017 s-a stabilit modificarea componenței comitetelor consultative constituite la nivelul CA al societății, ca urmare a HAGOA nr.3/19.06.2017 și HAGOA nr.13/28.12.2017 de numire de noi administratori, respectiv a domnilor Minea Nicolae și Lăpușan Remus-Gabriel. Astfel, începând cu această dată, componența comitetelor este următoarea:

Denumirea Comitetului Consultativ	Componența Comitetului	
Comitetul de Nominalizare și Remunerare	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent, președinte al Comitetului de Audit și Rating
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent

Activitatea desfășurată în semestrul I 2019 de către cele cinci comitete consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație în temeiul prevederilor:

- Legea nr.31/1990 privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art. 138¹ alin. 2, art. 138² alin. 2, art. 140² alin. (1) și alin. (2);
- OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, art. 34 și art. 55 alin. (2) și alin. (3);
- Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative;
- Codul de Guvernare Corporativă al Bursei de Valori București;
- Actul Constitutiv al SNTGN Transgaz SA actualizat, Cap.V, art.19 pct. 11;
- Hotărâri ale Consiliului de Administrație: HCA nr. 22/11.07.2017; HCA nr. 15/16.05.2017; HCA nr. 39/17.12.2015; HCA nr.43/19.11.2014; HCA nr.21/ 16.06.2014; HCA nr.2/ 10.02.2014; HCA nr.13/ 29.07.2013; HCA nr.7/ 27.05.2013; HCA nr.16/ 30.10.2009; HCA nr.13/ 24.09.2009,

a avut în vedere monitorizarea acțiunilor desfășurate de membrii comitetelor consultative în conformitate cu domeniile în care au fost desemnați și este concretizată în raportul semestrial de activitate al acestora, raport care evidențiază:

- modul în care au fost consultate de către membrii Comitetelor Consultative materialele și documentele diferitelor structuri organizatorice ale SNTGN Transgaz SA;
- analizele efectuate de membrii Comitetelor Consultative asupra conținutului documentelor și materialelor înaintate;
- propunerile/măsurile/recomandările membrilor Comitetelor Consultative cu privire la conținutul materialelor și documentelor înaintate spre analiză și avizare/aprobare Consiliului de Administrație și
- documentele prin care Consiliul de Administrație, în plenul său, a hotărât cu privire la conținutul și problematica abordată în documentele înaintate spre analiză/avizare/aprobare.

Modul de prezentare al raportului de activitate a comitetelor consultative constituite la nivelul CA în semestrul I 2019 a fost astfel conceput, încât să reflecte întocmai și într-o manieră comprehensivă întreaga activitate privind analiza, consultarea și procesul de luare al deciziilor în ceea ce privește activitatea companiei.

Nr. crt.	Descriere	Responsabil	Componența Comitetului
1.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Nominalizare și Remunerare în perioada ianuarie – iunie 2018	Comitetul Consultativ de Nominalizare și Remunerare	Văduva Petru Ion Minea Nicolae Iliescu Bogdan George
2.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Strategie și Dezvoltare în perioada ianuarie - iunie 2018	Comitetul Consultativ de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion Văduva Petru Ion Iliescu Bogdan George Minea Nicolae
3.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice în perioada ianuarie – iunie 2018	Comitetul Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Sterian Ion Văduva Petru Ion Lăpușan Remus Gabriel
4.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT în perioada ianuarie – iunie 2018	Comitetul Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion Văduva Petru Ion Lăpușan Remus Gabriel
5.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Audit și Rating în perioada ianuarie – iunie 2018	Comitetul Consultativ de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George Minea Nicolae Lăpușan Remus Gabriel
6.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Nominalizare și Remunerare în perioada ianuarie – decembrie 2018	Comitetul Consultativ de Nominalizare și Remunerare	Văduva Petru Ion Minea Nicolae Iliescu Bogdan George
7.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Strategie și Dezvoltare în perioada ianuarie - decembrie 2018	Comitetul Consultativ de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion Văduva Petru Ion Iliescu Bogdan George Minea Nicolae
8.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice în perioada ianuarie – decembrie 2018	Comitetul Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Sterian Ion Văduva Petru Ion Lăpușan Remus Gabriel
9.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT în perioada ianuarie – decembrie 2018	Comitetul Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion Văduva Petru Ion Lăpușan Remus Gabriel
10.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Audit și Rating în perioada ianuarie – decembrie 2018	Comitetul Consultativ de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George Lăpușan Remus Gabriel Minea Nicolae

Secțiunea B – Informații privind riscurile și controlul intern

La nivelul Transgaz a fost înființat inițial un Comitet de Audit, însă urmare a aprobării noii structuri a Comitetelor Consultative prin HCA nr. 7 din 27.05.2013, s-a înființat *Comitetul de Audit și Rating* pentru examinarea în mod regulat a conformității raportărilor financiare, al controlului intern și al sistemului de administrare a riscului și ratingului companiei. Comitetul

de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor trebuie să fie independenți. Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit că au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului.

Membrii comitetului asistă și înaintează recomandări Consiliului de Administrație privind stabilirea sistemului contabil și de control financiar precum și planificarea financiar-bugetară. Comitetul efectuează analize de audit și elaborează pe baza acestora rapoarte de audit, verificând totodată conformitatea rapoartelor de audit elaborate cu planul de audit aprobat la nivelul companiei. În cadrul societății există înființat Serviciul Audit Intern, aflat în subordonarea directă a Consiliului de Administrație. Acesta raportează Comitetului de Audit și Rating, trimestrial, o sinteză a activității de audit intern desfășurată.

Comitetul sprijină membrii Consiliului de Administrație în monitorizarea credibilității și exhaustivității informației financiare furnizate de societate, în special prin revizuirea relevanței și consistenței standardelor contabile aplicate de acesta.

Comitetul colaborează cu auditul financiar extern al societății care îi pune la dispoziție un raport în care vor fi descrise toate relațiile existente între aceasta din urmă pe de o parte, și societatea și grupul din care face parte, pe de altă parte.

Comitetul de Audit și Rating monitorizează independența și corectitudinea auditorului financiar în special prin monitorizarea rotației partenerilor dedicați societății, în firma de audit și adresează recomandări Consiliului de Administrație privind selectarea, numirea, re-numirea, înlocuirea auditorului financiar precum și termenii și condițiile remunerării acestuia.

Conflictul de interese

Membrii Consiliului de Administrație vor lua decizii în interesul exclusiv al societății și nu vor lua parte la dezbaterile sau deciziile care creează un conflict între interesele lor personale și cele ale companiei sau ale unor subsidiare controlate de aceasta. În acest sens, a fost avizată în ședința consiliului de administrație *Politica de gestionare a conflictelor de interese*, pentru conformarea la art. A.2. din Noul Cod de Governanță Corporativă al BVB, și a fost aprobată la art. 2 din HAGOA nr. 4 din 23.06.2016.

Tranzacțiile cu persoane implicate

Fiecare membru al Consiliului de Administrație se asigură de evitarea unui conflict de interese direct sau indirect cu compania sau o subsidiară controlată de aceasta, iar în cazul apariției unui astfel de conflict se va abține de la dezbaterile și votul asupra chestiunilor respective, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

În vederea asigurării corectitudinii procedurale a tranzacțiilor cu părțile implicate, membrii Consiliului de Administrație apelează la următoarele criterii, dar fără a se limita doar la acestea:

- păstrarea competenței CA sau AGA, după caz, de a aproba cele mai importante tranzacții;
- solicitarea unei opinii prealabile asupra celor mai importante tranzacții din partea structurilor de control intern;
- încredințarea negocierilor, referitoare la aceste tranzacții, unuia sau mai multor administratori independenți sau administratorilor care nu au legături cu părțile implicate respective;
- recursul la experți independenți.

Secțiunea C–Informații privind remunerarea

Compania are înființat un Comitet de Nominalizare și Remunerare care elaborează politica de remunerare pentru administratori și directori înființat prin HCA nr. 7 din 27.05.2013.

Comitetul va prezenta Consiliului de Administrație propuneri privind remunerarea administratorilor și directorilor, asigurându-se că aceste propuneri sunt în concordanță cu politica de remunerare adoptată de societate.

Remunerația membrilor consiliului de administrație este formată dintr-o indemnizație fixă lunară și dintr-o componentă variabilă pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari.

Remunerația și celelalte avantaje oferite administratorilor și directorilor sunt consemnate în situațiile financiare anuale și în raportul anual al comitetului de nominalizare și remunerare.

Secțiunea D–Informații privind acționarii

Toți deținătorii de instrumente financiare emise de Transgaz din același tip și clasă de titluri beneficiază de un tratament egal, iar compania depune permanent eforturi susținute pentru a realiza o comunicare efectivă, activă și permanentă în vederea exercitării drepturilor într-o manieră echitabilă.

Toți deținătorii de acțiuni Transgaz vor fi tratați în mod echitabil. Toate acțiunile emise conferă deținătorilor drepturi egale; orice modificare a drepturilor conferite de acestea va fi supusă aprobării deținătorilor direct afectați în adunările speciale ale respectivilor deținători.

Transgaz depune toate diligențele pentru facilitarea participării acționarilor la lucrările Adunărilor Generale ale Acționarilor, dialogului între acționari și membrii Consiliului de Administrație și/sau ai conducerii, precum și a exercitării depline a drepturilor acestora. Participarea acționarilor la lucrările Adunărilor Generale ale Acționarilor este pe deplin încurajată, iar pentru acționarii care nu pot participa la sedințe se pune la dispoziție posibilitatea votului în absență-pe bază de împuternicire specială, sau-prin corespondență.

Compania are creată o secțiune specială, numită *Relații investitori*, pe pagina proprie de web, unde informațiile relevante cu privire la procedurile privind accesul și participarea la Adunarea Generală a Acționarilor (AGA), convocări AGA, completările ordinii de zi a AGA, exercitarea drepturilor de vot în AGA, materiale de pe agenda AGA, modele de împuternicire specială, hotărâri AGA, rapoarte curente, situații financiare ale societății, informații dividende, calendarul financiar, guvernanta corporativă sunt permanent actualizate și accesibile, contribuind astfel la informarea transparentă și echitabilă a tututuror celor interesați.

Totodată, Transgaz are înființată o structură organizatorică specializată pentru gestionarea activității privind piața de capital, respectiv–*Serviciul Relații cu Investitorii*–structură a cărei activitate este dedicată relației cu investitorii și cu acționarii. Personalul serviciului este permanent pregătit/instruit/format profesional asupra aspectelor ce privesc relația companiei cu acționarii săi, cu intituțiile pieței de capital precum și asupra principiilor de guvernanta corporativă.

Transparența

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 Mediaș urmărește și prin regulamentul de guvernare 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.

Responsabilitate socială (CSR)

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 Mediaș, 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.

Angajamentul asumat de conducerea companiei prin "*Declarația de politică privind sistemul de management integrat calitate – mediu*", 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.

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 pentru semestrul I 2019 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 Transgaz la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

ACTE JURIDICE ÎNCHEIATE ÎN CONDIȚIILE ART.52 ALIN.(1) ȘI ALIN.(6) DIN O.U.G nr.109/30.11.2011

În semestrul I 2019 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
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 70T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	14.781.004,88 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 71T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	6.227.865,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 257L/ 2018 pentru luna ianuarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	3.156.784,28 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 259L/ 2018 pentru luna ianuarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT

Datele Contractului	Clauze contractuale
Valoarea contractului	2.465.609,55 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SC ELECTROCENTRALE CONSTANȚA SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 25T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	794.661,29 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 76T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	15.099.339,17 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 266L/2018 pentru luna ianuarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	3.369.880,63 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Parti contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 326L/23.01.2019 pentru luna februarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	2.391.421,38 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 327L/23.01.2019 pentru luna februarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.950.925,82 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 273L/23.01.2018 pentru luna februarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	3.358.634,6 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 380L/20.02.2019 pentru luna martie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	303.420,25 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 381L/20.02.2019 pentru luna martie 2019

Datele Contractului	Clauze contractuale
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.214.462,43 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 360L/20.02.2019 pentru luna martie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.174.262,93 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 430L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	852.569,55 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 431L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	1.052.012,60 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 411L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.419.923,73 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE CONSTANȚA SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 429L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	260.989,85 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 428L/17.04.2019 pentru luna mai 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	977.913,32 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 483L/17.04.2019 pentru luna mai 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	4.260.595,79 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	BENEFICIAR: Vestmoldtransgaz S.R.L.
	PRESTATOR: Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A.

Datele Contractului	Clauze contractuale
Data încheierii și natura contractului	Contract de prestare servicii nr. 223 , încheiat la data de 24.09.2018
Obiectul Contractului	Servicii de suport la crearea și funcționarea continuă a comisiilor de achiziții ale Vestmoldtransgaz S.R.L
Valoarea contractului	<p>Valoarea contractului a fost calculată conform Art. 1.1. și Art. 4.4. din Contract, respectiv 948.776,58 lei</p> <p><i>„1.1. În schimbul prestării Serviciilor, Beneficiarul se obligă să plătească Prestatorului un preț format din costurile înregistrate de către Prestator conform art. 4.4. din prezentul Contract ca urmare a prestării Serviciilor, plus o marjă de profit de 5% din costurile salariale astfel înregistrate.</i></p> <p><i>4.4. Pe durata prezentului Contract, Prestatorul va suporta cheltuielile pentru remunerarea salariaților săi desemnați să presteze servicii pentru VMTG, inclusiv cheltuielile cu delegarea acestora (cazare, transport, diurnă).”</i></p>
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 546L/22.05.2019 pentru luna iunie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	931.770,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 547L/22.05.2019 pentru luna iunie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.366.910,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)

6.2 Activitatea piața de capital

SNTGN TRANSGAZ SA, companie dinamică și capabilă a-și alinia activitatea la cerințele contextului actual intern și internațional în care funcționează, a reușit să performeze și pe piața de capital, ocupând în Top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București **locul 9 în funcție de valoarea tranzacționată, în primele 6 luni ale anului 2019.**

De asemenea, în luna iunie 2019 Transgaz se situează pe **locul 6 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, politiciii de dividende atractive.

Pentru anul 2018 a fost aprobat în ședința AGOA din data de 06.06.2019 un dividend brut pe acțiune în valoare de 21,66 lei în condițiile aplicării cotei de 50,00875% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit, în baza OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.

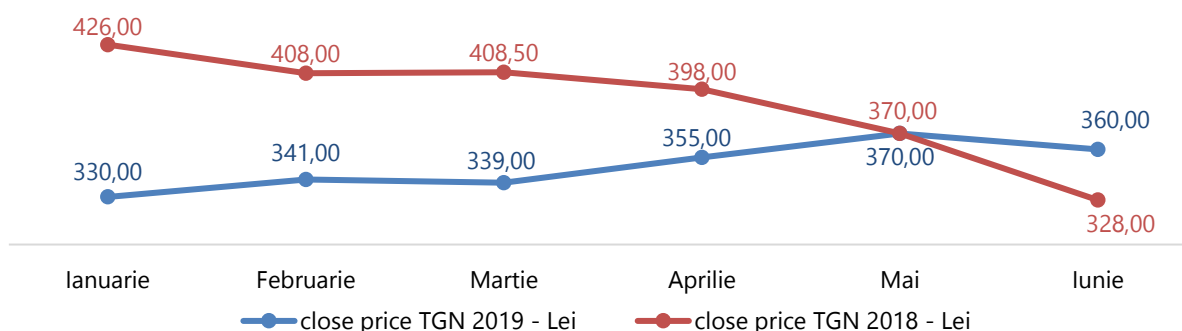
Acțiunea TGN

În semestrul I 2019 prețul de închidere al acțiunii TGN a urmat un trend ușor ascendent, dar cu valori inferioare celor înregistrate în perioada similară a anului 2018.

Astfel, în ultima zi de tranzacționare a lunii ianuarie 2019 prețul de închidere al acțiunii TGN a fost de 333,00 lei/acțiune, cu 22% mai puțin decât la sfârșitul lunii ianuarie 2018. Apoi, în cursul lunii februarie prețul de închidere al acțiunii TGN a avut valori oscilante, înregistrând valoarea de 346,00 lei/acțiune, în data de 18.02.2019, pe fondul publicării rezultatelor financiare preliminate pentru anul financiar 2018.

Ulterior, pe parcursul lunilor martie și aprilie acțiunea TGN a avut un trend ascendent, dar cu valori sub cele ale anului 2018, înregistrând la sfârșitul lunii martie valoarea de 339,00 lei/acțiune, iar la data de 30.04.2019 valoarea de 355,00 lei/acțiune, cu 20% respectiv 12% mai puțin față de perioada similară a anului precedent. Prețul acțiunii Transgaz a continuat să crească și în luna mai, atingând o valoare egală cu cea înregistrată în anul 2018, de 370,00 lei/acțiune.

Maximul perioadei de 6 luni încheiată la 30.06.2019 a fost atins în data de 3 iunie 2019, pe fondul așteptării investitorilor privind aprobarea de către AGA a valorii dividendului aferent anului financiar 2018.

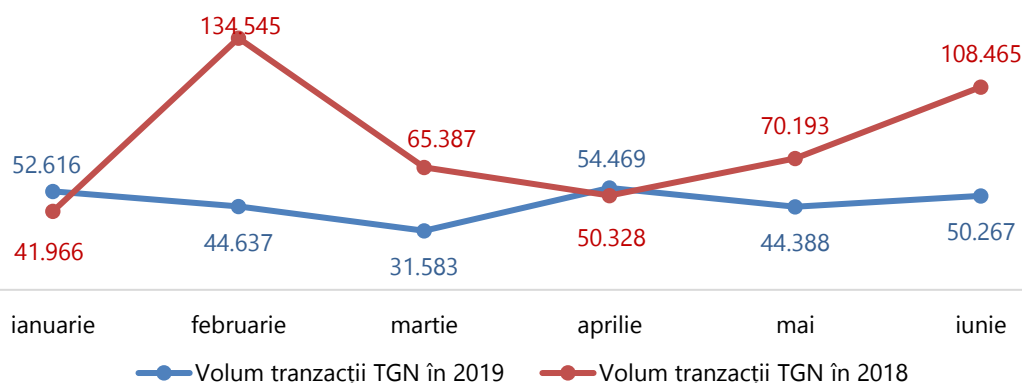


Grafic 35- Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2019 – 30.06.2019 vs. 01.01.2018 – 30.06.2018

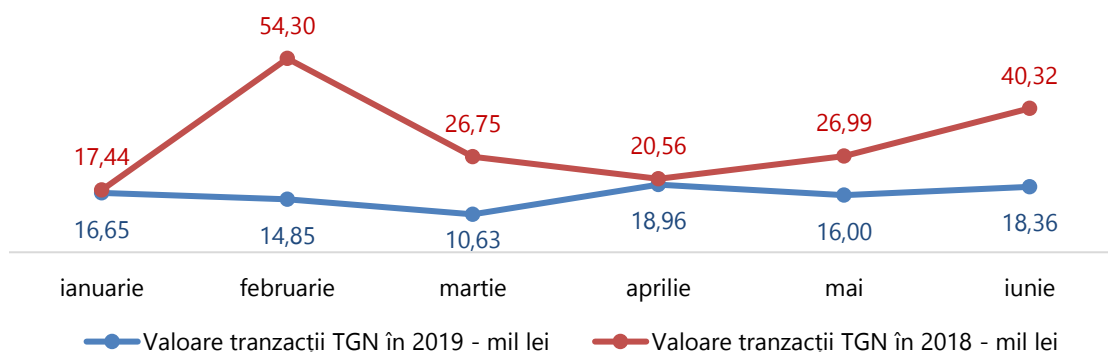
Volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor au fluctuat pe întreaga perioadă încheiată la 30 iunie 2019.

Comparativ cu primul semestru al anului 2018, volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor din perioada încheiată la 30 iunie 2019 au înregistrat valori inferioare, cu excepția lunilor ianuarie și aprilie când acestea au avut valori apropiate de cele din perioada similară a anului 2018 pe fondul așteptării de către investitori a aprobării situațiilor financiare anuale și a valorii dividendului aferent anului financiar 2018.

Astfel, în primul semestru al anului 2019, volumele tranzacționate au scăzut în medie cu aproximativ 30%, iar valorile tranzacțiilor cu 40%, atingând însă în data de 05.02.2019 maximele perioadei, cu un volum de 12.731 acțiuni tranzacționate și o valoare de 4.191 milioane lei.

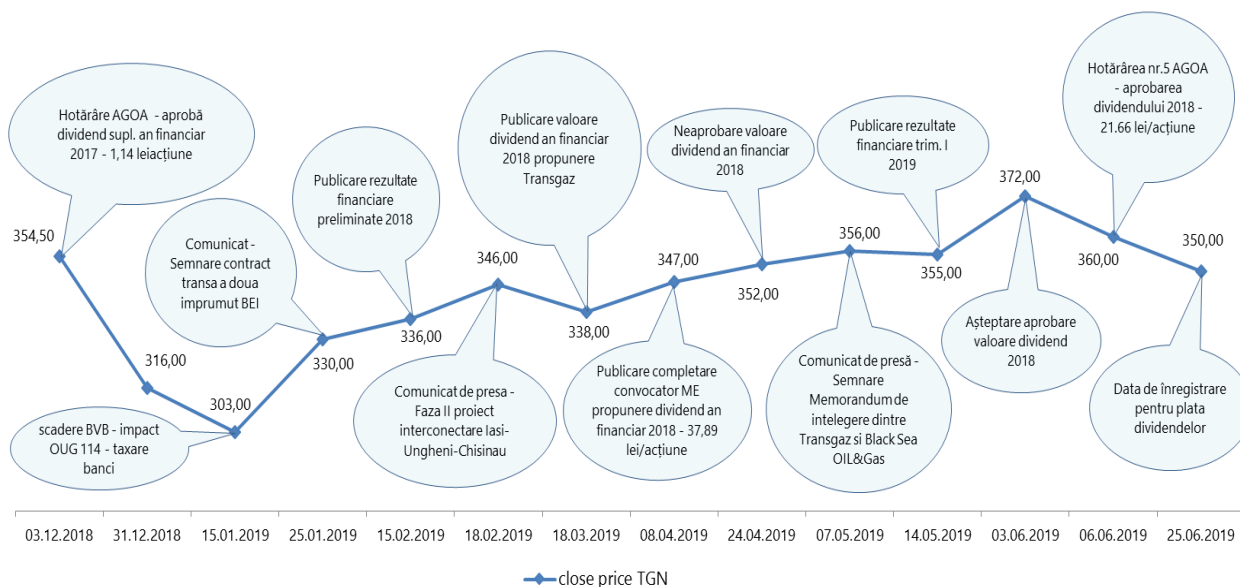


Grafic 36- Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2019 – 30.06.2019 vs. 01.01.2018 – 30.06.2018



Grafic 37- Valoare tranzacții TGN – mil lei. în perioada 01.01.2019 – 30.06.2019 vs. 01.01.2018 – 30.06.2018

Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în semestrul I 2019



Indicatorii bursieri: P/BV, EPS, PER, DIVY

Data	P/BV	PER*	DIVY	EPS
30.06.2019	1,14	8,55	6,02	42,10
30.06.2018	1,04	6,63	13,84	49,44

*valori raportate la data de 31 decembrie 2018 , respectiv 31 decembrie 2017

În perioada încheiată la 30 iunie 2019, **indicatorul bursier P/BV** (raportul prețului pe valoarea contabilă a unei acțiuni) a crescut comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018, valoarea de 1,14 înregistrată, indicând faptul că acțiunea TGN este o acțiune corect evaluată de piață.

Totodată, în primul semestru al anului 2019, **indicatorul PER** (prețul acțiunii/profitul pe acțiune) a înregistrat o creștere datorată prețului mai mare al acțiunii TGN la 30.06.2019, de 360,00 lei/acțiune, comparativ cu prețul înregistrat la 30.06.2018, de 328,00 lei/acțiune.

Scăderea **randamentului dividendelor (DIVY)**, comparativ cu semestrul I 2018, este datorată valorii mai mici a dividendului aferent anului financiar 2018, respectiv 21,66 lei/acțiune (conf. AGOA din data de 06.06.2019).

De asemenea, din datele prezentate se poate observa că **EPS (profitul pe acțiune)** a înregistrat în semestrul I 2019 o scădere față de aceeași perioadă a anului 2018 înregistrând valoarea de 42,10.

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	10,6	1,9	9,5
SNAM SpA	Italia	14,8	2,5	12,5
Fluxys	Belgia	N/A	2,7	12,03
Media		12,7	2,37	11,34
Transgaz	Romania	8,55	1,1	11,72
Premium /Discount		33%	54%	3%

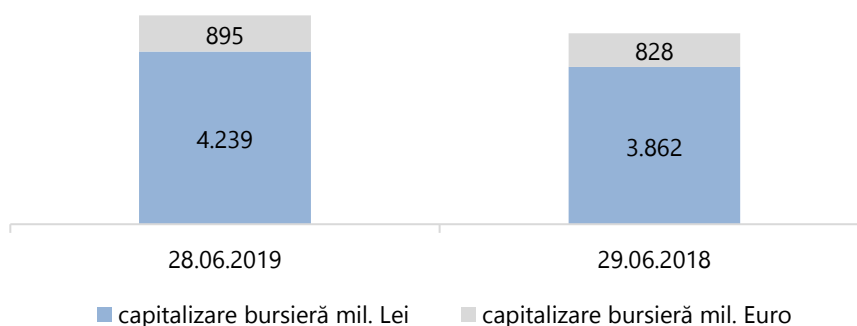
Sursa: Bloomberg la data de 18.07.2019

Tabel 37-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa

Capitalizarea bursieră

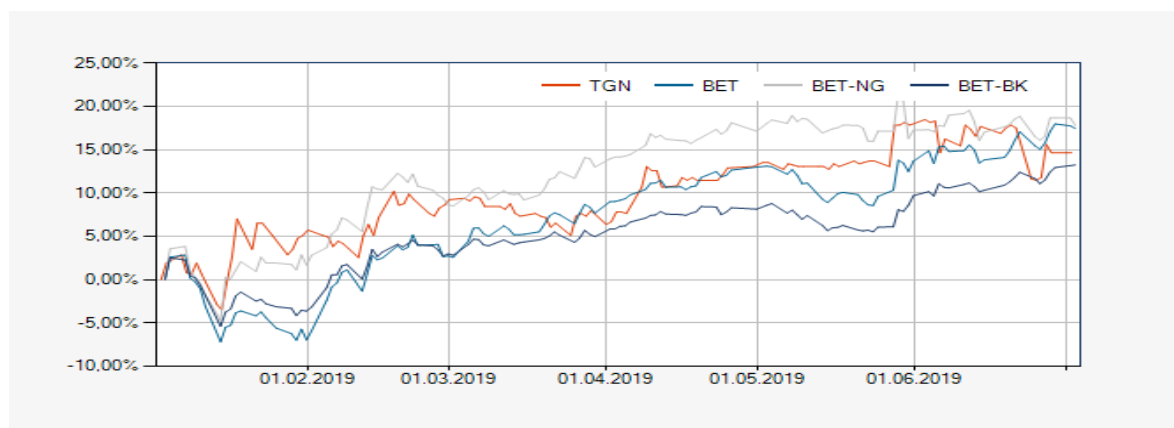
Capitalizarea bursieră a societății la data de 28.06.2019 a fost de 4,24 miliarde lei (~ 895 mil.euro) respectiv cu 377 milioane lei (~ 66 milioane euro) peste nivelul înregistrat la 29.06.2018.

Monedă	Anul 2019		Anul 2018	
	03.01.2019	28.06.2019	03.01.2018	29.06.2018
LEI	3.696.987.016	4.238.583.840,00	4.627.120.692	3.861.820.832
EURO	792.392.622	895.141.357	996.966.451	828.521.343
Curs Euro/BNR	4,6656	4,7351	4,6412	4,6611



Grafic 38 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 28.06.2019 vs. 29.06.2018

Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK pe parcursul semestrului I 2019



Grafic 39 -Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în semestrul I 2019

6.3 Politica cu privire la dividend

30.06.2019

În anul 2019, propunerea pentru determinarea valorii dividendelor aferente anului financiar 2018 s-a realizat prin aplicarea cotei de 50,00875% asupra profitului net, după reîntregirea acestuia cu suma cheltuielilor reprezentând participarea salariaților la profit, cu care a fost afectat profitul brut înainte de impozitare, în baza OG nr.64/2001 și a precizărilor aprobate prin OMFP nr.144/2005.

Astfel, în conformitate cu prevederile Hotărârii nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 06.06.2019, Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA efectuează plata dividendelor aferente exercițiului financiar 2018, prin intermediul Depozitarului Central SA și BRD Groupe Societe Generale, agentul de plată desemnat, începând cu data de 16 iulie 2018 (data plății), pentru acționarii înregistrați la data de înregistrare 25 iunie 2018, **valoarea dividendului brut/acțiune fiind de 21,66 lei.**

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.

Revizuirea ratingului Transgaz

În data de 20 iunie 2018 S&P Global Ratings a publicat raportul privind revizuirea perspectivei operatorului Sistemului Național de Transport gaze naturale SNTGN Transgaz SA, de la stabil la negativ. În același timp, a afirmat ratingul de credit al companiei la BB +.

Decizia agenției de evaluare financiară de a revizui perspectiva Transgaz la negativ este motivată de următoarele aspecte:

- posibilitatea de diminuare a performanței financiare a companiei în următorii doi ani, cu scăderea substanțială a raportului fonduri din activități operaționale/datorii sub 30%, din cauza creșterii CAPEX aferent BRUA Faza 1 și scăderii EBITDA;
- riscurile de execuție a proiectului BRUA;
- posibilele presiuni privind lichiditatea și incertitudini pe termen lung legate de poziția afacerii de transport gaze a Transgaz, având în vedere modificările potențiale ale rutelor principale de transport gaze din Europa Centrală și de Est dacă fluxul fizic al gazelor rusești prin Ucraina este înlocuit cu noi rute.

Pentru afirmarea ratingului actual, S&P Global Ratings a estimat că lichiditatea va rămâne adecvată, cadrul de reglementare va rămâne în mod rezonabil previzibil, cu o transparență suficientă a fluxurilor viitoare de numerar, iar compania va rămâne protejată de intervenția politică negativă legată de schimbările din mediul macroeconomic sau fiscal național.

În raport se prevede o creștere limitată a ratingurilor în următorii doi ani, datorită programului important privind capex-ul companiei.

În percepția agenției de rating, perspectiva de rating a Transgaz se va revizui la stabil dacă parametrii de credit ai companiei pentru perioada următoare se vor redresa, cu raportul fonduri din activități operaționale/datorii de aproximativ 30%. Aceasta ar putea rezulta din: finalizarea cu succes a proiectului BRUA Faza 1 și includerea acestuia în veniturile reglementate, din capex mai mic decât cel estimat în prezent, din diminuarea plății dividendelor sau alte măsuri de susținere din partea acționarilor.

În data de 28 februarie 2019 s-a încheiat relația contractuală cu S&P Global Ratings, ca urmare a expirării contractului pentru serviciile de rating.

Urmare a analizei interne și respectând toate prevederile legale în ceea ce privește achiziția acestor servicii, compania a încheiat, la data de 28.03.2019, cu Agenția de rating Fitch un contract pentru acordarea unui rating privat într-un anumit moment (PPIT).

6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative

În semestrul I 2019 nu au avut loc fuzionări sau reorganizări în cadrul SNTGN Transgaz SA.

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, transparentă 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
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 membrii ai conducerii executive.

Membrii conducerii executive a companiei care dețin acțiuni Transgaz la data de 31.12.2018:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Număr acțiuni la 31.12.2018	Cota de participare (%)
1	Lupean Marius	Director	20	0,000169
2	Tătaru Ion	Director	25	0,000212
3	Comaniță Adela	Director	7	0,000059
4	Șai Alexandru	Director	10	0,000084
5	Lața Ilie	Director	46	0,000390
6	Rusu Ioan	Director	2.508	0,021301
7	Niță Viorel	Director	5	0,000042

Tabel 38- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2018

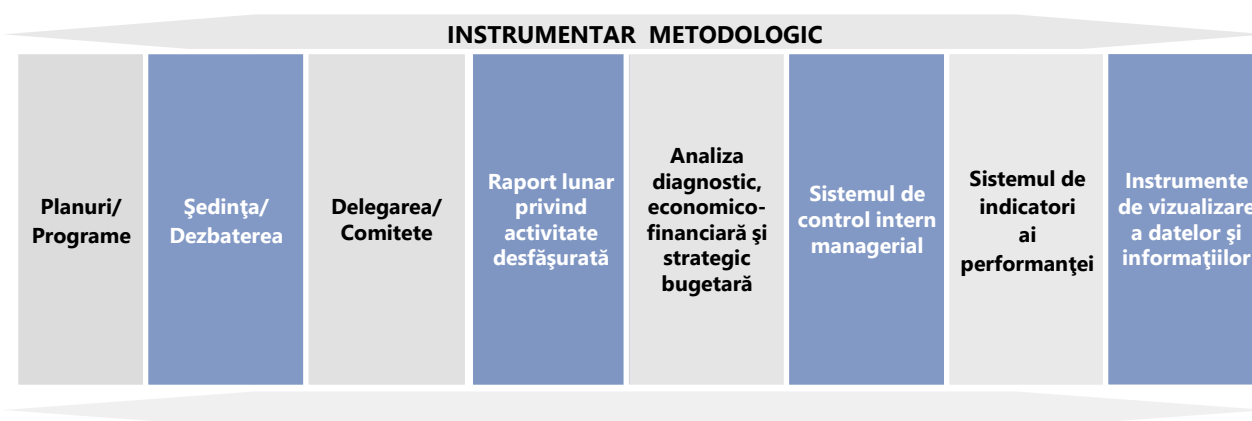
Conducerea executivă a societății la 30.06.2019:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1	Sterian Ion	Director General	SNTGN Transgaz SA
2	Hategan Gheorghe	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
3	Târsac Grigore	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
4	Lupean Marius Vasile	Director Economic	Departament Economic
5	Ghidu Elisabeta	Director	Departament Strategie si Management Corporativ
6	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
7	Leahu Mihai Leontin	Director	Departament Proiectare Cercetare
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	Gruia Daniel	Director	Departament Tehnologia Informației și Comunicații

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	Fodor Alexandra	Director cu delegare	Direcția Relații Internaționale
21	Banu Larisa	Director	Direcția Operare PVT
22	Bunea Florin	Director	Dispeceratul National de Gaze Naturale
23	Rău Ioan	Director	Direcția Comerciala
24	Șai 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	Sârbu Ionel	Director	Direcția Reglementări și Formalități Terenuri
30	Ene Alin	Director	Direcția Inspecție Generală
31	Drăghici Aurelian	Director	Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte
32	Achim Viorel Ciprian	Director	Direcția Mediu, Protecție și Securitate
33	Iuga Alexandru	Director	Direcția Aprovizionare și Transport
34	Lupu Emil	Director	Direcția Arheologică
35	Iancu Cristina Daniela	Director adjunct	Direcția Juridică
36	Muntean Aurel	Director adjunct	Direcția Măsurare Calitate Gaze Naturale
37	Vlahbei Andra Ioana	Director adjunct	Direcția Reglementări Gaze Naturale
38	Lața Ilie	Director sucursală	Sucursala Mediaș
39	Velicea Angela	Director economic	Sucursala Mediaș
40	Gurgu Victorel	Director exploatare / Director cu delegare atribuții Manager proiect UMP BRUA	Exploatarea Teritorială București
41	Alexandru Ionel	Director	Exploatarea Teritorială Arad
42	Cristolovean Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Brașov
43	Schimdt-Hăineală Eduard-Cristian	Director	Exploatarea Teritorială Bacău
44	Dumitru Nicușor	Șef serviciu cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Brăila
45	Niță Viorel	Director	Exploatarea Teritorială Craiova
46	Țandru Marcel Stelian	Director	Exploatarea Teritorială Cluj
47	Andrei Romeo	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Constanța
48	Rusu Ioan	Director	Exploatarea Teritorială Mediaș

Tabel 39-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:



ION STERIAN – Administrator executiv - Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv

LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv

MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv

LISTĂ TABELE

Tabel 1-Structura Acționariatului la 25.06.2019.....	5
Tabel 2 – Indicatori standard de performanță Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	8
Tabel 3- Evoluția indicatorilor de performanță în Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	9
Tabel 4- Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	11
Tabel 5- Indicatorul cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației	12
Tabel 6 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componente variabile a remunerației în semestrul I 2019	16
Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani –sem.I 2019	69
Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 30.06.2019.....	83
Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 30.06.2019, din perspectiva duratei de funcționare.....	84
Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic.....	88
Tabel 11-Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în sem.I 2019	88
Tabel 12 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în perioada 01.01-30.06.2019.....	97
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 01.01-30.06.2019.....	98
Tabel 14- Situația poziției financiare a societății în Semestrul I 2019.....	100
Tabel 15-Situația contului de profit și pierdere Sem.I 2019 vs. Sem.I 2018.....	103
Tabel 16– Veniturile activității de exploatare- Realizări Sem. I 2019 vs. Realizări Sem. I 2018	104
Tabel 17– Cheltuielile activității de exploatare realizate Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	104
Tabel 18 - Situația fluxurilor de trezorerie – sem.I 2019 vs sem.I 2018.....	105
Tabel 19– Rezultatele financiare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	106
Tabel 20– Cantitatea de gaze naturale facturate Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018.....	107
Tabel 21 - Rezultate financiare 6 luni 2019 vs. Buget 6 luni 2019	109
Tabel 22 – Realizări Sem. I 2019 vs. realizări Sem. I 2018 și Realizări Sem. I 2019 vs. BVC (%)	110
Tabel 23 – Realizări 6 luni 2019 vs. Plan de administrare 2019.....	111
Tabel 24 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 30 iunie 2019.....	116
Tabel 25– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2017–2021	117
Tabel 26– Valoarea indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației la 30 iunie 2019.....	118
Tabel 27 - Gradul de realizare a monitorizării surselor de poluare în Semestrul I 2019.....	123
Tabel 28 - Evoluția numărului de angajați 6 luni 2019.....	125
Tabel 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	126
Tabel 30 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în Sem. I 2019	126
Tabel 31 - Total lucrări cronometrate-Sem. I 2019.....	127
Tabel 32- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în Sem. I 2019.....	128
Tabel 33- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018	129
Tabel 34- Situația numărului de personal care au participat la cursuri de calificare/perfecționare	129
Tabel 35– Situația bugetului de sponsorizare 2019 și a sumelor bugetate/acordate până la 30.06.2019	131
Tabel 36 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componente variabile a remunerației în semestrul I 2019	153
Tabel 37-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa.....	183
Tabel 38- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2018.....	187
Tabel 39-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA	188

LISTĂ GRAFICE

Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 25.06.2019	6
Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 25.06.2019	6
Grafic 3 -Cifra de afaceri Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mil lei) Grafic 4-Profitul net Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mil lei).....	10
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018.....	10
Grafic 6- Evoluția principalilor indicatori economico-financiari Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mii lei)	10
Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (mii lei)	10
Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018.....	11
Grafic 9- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -30 iunie 2019.....	87
Grafic 10-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic	88
Grafic 11-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate Sem.I 2019 vs.Sem.I 2019	88
Grafic 12-Nivelul consumului tehnologic total realizat în Sem.I 2019 vs. programat Sem.I 2019.....	88

Grafic 13 - Stadiul PMDI - Ianuarie 2019	89
Grafic 14 - Stadiul PMDI - Iunie 2019	89
Grafic 15-PRRASM 2018-Reparații și Reabilitare SNT-ianuarie 2019	92
Grafic 16-PRRASM 2019-Reparații și Reabilitare SNT-Iunie 2019	92
Grafic 17-PRRASM 2018-Servicii de asigurare a mentenanței SNT – Trim.I 2019.....	94
Grafic 18-PRRASM 2018-Servicii de asigurare a mentenanței SNT- Semestrul I 2019.....	94
Grafic 19-Situația procedurilor de achiziții la 30.06.2019- fizic.....	96
Grafic 20- Situația procedurilor de achiziții la 30.06.2019- valoric.....	96
Grafic 21-Situația achizițiilor directe la 30.06.2019.....	98
Grafic 22-Situația procedurilor PAAS pentru Moldova la 30.06.2019 (fizic).....	99
Grafic 23 - Rezultate financiare Sem. I 2019 vs. Sem I 2018 (mii lei).....	106
Grafic 24- Rezultate financiare Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018 (%).....	107
Grafic 25- Realizări Sem. I 2019 vs. realizări Sem. I 2018 și realizări Sem. I 2019 vs. BVC 2019.....	111
Grafic 26 - Ponderea consumului tehnologic in total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-sem.I 2018	125
Grafic 27-Evoluția numărului de angajați Sem.I 2019 vs. Sem.I 2018.....	125
Grafic 28- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii-Sem. I 2019 vs. Sem. I 2018.....	126
Grafic 29- Bugetul de sponsorizare 2019 și sumele acordate în semestrul I 2019.....	131
Grafic 30 - Evoluția gradului de conformitate a SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA.....	139
Grafic 31-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în semestrul I 2019.....	148
Grafic 32-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2019	148
Grafic 33-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2019	149
Grafic 34-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în semestrul I 2019.....	149
Grafic 35- Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2019 – 30.06.2019 vs. 01.01.2018 – 30.06.2018.....	181
Grafic 36- Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2019 – 30.06.2019 vs. 01.01.2018 – 30.06.2018	182
Grafic 37- Valoare tranzacții TGN – mil lei. în perioada 01.01.2019 – 30.06.2019 vs. 01.01.2018 – 30.06.2018	182
Grafic 38 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 28.06.2019 vs. 29.06.2018	183
Grafic 39 -Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în semestrul I 2019.....	184

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.....	21
Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2.....	38
Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră–Podișor	40
Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT	43
Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României.....	47
Figura 8-Dezvol,tare BRUA faza 3.....	50
Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră.....	52
Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaș–Mokrin.....	54
Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1.....	57
Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România	59
Figura 13- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale	61
Figura 14- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării.....	63
Figura 15- Eastring.....	64
Figura 16-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale.....	83
Figura 17-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT	86
Figura 18 -Indicatori de performanță	116
Figura 19 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA.....	136
Figura 20- Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial 2018 vs 2017.....	139