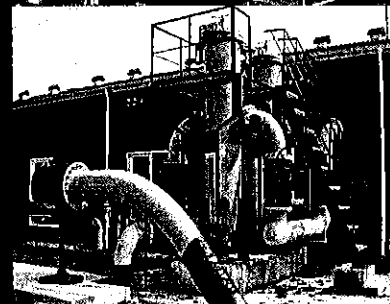
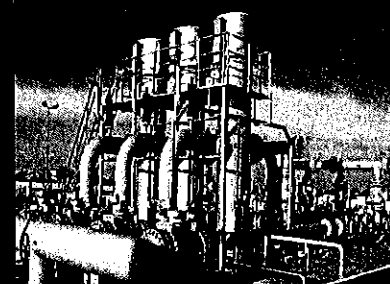


SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR

- 2018 -



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.....	16
3.1 Proiecte strategice.....	16
3.2. Accesare Fonduri Europene.....	55
3.3 Cooperare Internațională.....	57
3.4. Acorduri de Interconectare.....	65
3.5. Retehnologizare și automatizare - SCADA.....	65
3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță a SNT.....	67
3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT.....	67
3.6.2. Activitatea de operare	70
3.6.3. Politica de investiții.....	72
3.6.4 Politica privind mentenanța SNT.....	75
3.7 Controlul achizițiilor.....	79
5. RAPORTARE FINANCIARĂ	84
4.1 Poziția financiară	84
4.2 Rezultatul global.....	87
4.3 Situația fluxurilor de trezorerie	89
4.4 Analiza factorială a activității.....	90
4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar	96
4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021.....	99
6. RAPORTARE NEFINANCIARĂ	102
5.1 Declarația nefinanciară	102
5.2 Management responsabil și strategii sustenabile.....	103
5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională	103
5.2.2 Protecția mediului	104
5.2.3 Resurse Umane	109
5.2.4 Social și responsabilitate corporativă.....	113
5.2.5 Etică și integritate	115
5.2.6 Politica de conformitate	118
5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial	119
5.2.8 Managementul Riscului.....	127
5.2.9 Comunicare.....	133
5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanciari	135
7. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ.....	140
6.1 Declarația de Guvernanță Corporativă.....	141
6.2 Activitatea piața de capital.....	167
6.3 Politica cu privire la dividend	172
6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative.....	173
7. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII	174
7.1 Obiective strategice privind administrarea TRANSGAZ SA în perioada 2017-2021.....	174
7.2 Managementul executiv.....	175
8. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR.....	178

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 guvernare 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 buneii 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,

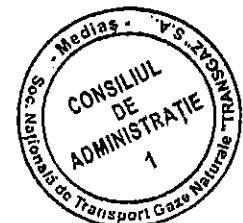
ION STERIAN – Administrator – Director general

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 anul încheiat la: 31 decembrie 2018

Data raportului: 15 martie 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, transparentă, 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 guvernanță 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.

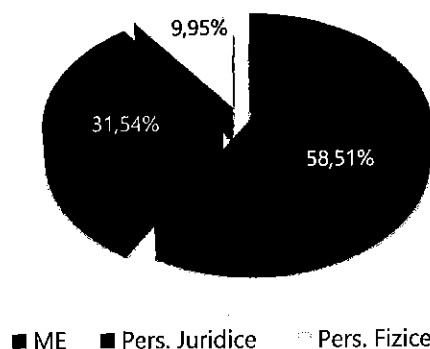
1.3 Acționariat

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 31.12.2018 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	1.171.039	9,9461
✓ persoane juridice	3.713.965	31,5442
Total	11.773.844	100,00

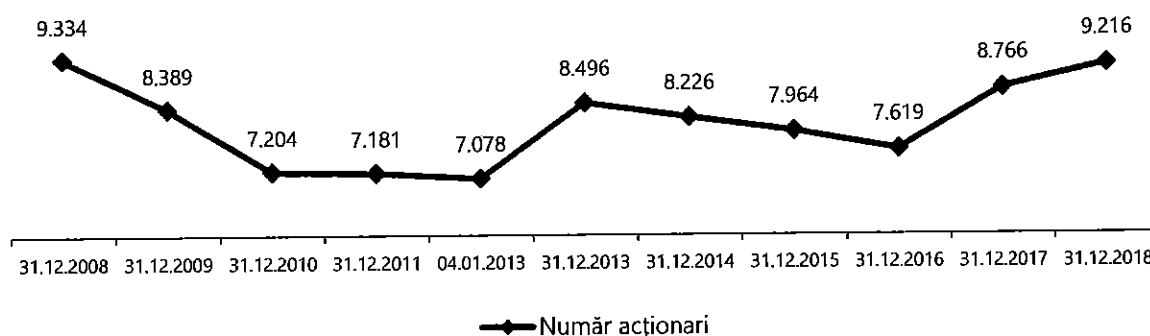
Tabel 1-Structura Acționariatului la 31.12.2018



Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 31.12..2018

Capitalul social al Transgaz la data de 31 decembrie 2018, 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 31.12.2018 erau înregistrați un număr de 9.216 acționari TGN, cu 450 de acționari mai mult față de data de 31.12.2017.



Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 31.12.2018

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 exploatari 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 în anul 2018 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGOA nr. 2/06.03.2018.

Valoarea realizată la 31 decembrie 2018 a indicatorilor standard de performanță față de valoarea acestora la data de 31 decembrie 2017 este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Coeficient de ponderare	Realizat	
					2018	2017 - retratat
1.	Investiții puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	0,15	113.334	54.286
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	0,15	749.506	849.201
3.	Productivitatea muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	lei/ pers.	0,15	406.613	395.796
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	315.637	307.210
6.	Consumul tehnologic	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	0,15	69,81%	90%
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	651	620

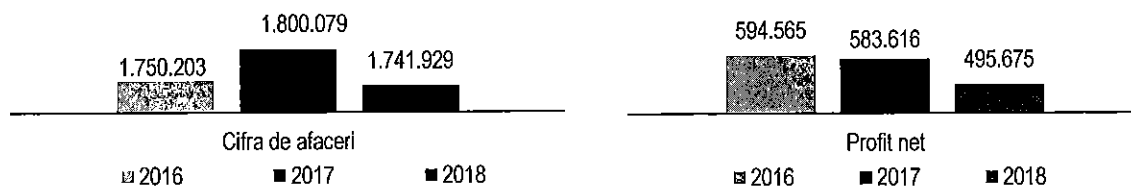
Tabel 2 – Evoluția indicatorilor standard de performanță în 2018 vs 2017

Principalii indicatori economico-financiari realizați în perioada 2016 - 2018 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Indicator	Realizări la 31 decembrie (mii lei)			Dinamica (%)
		2016	2017	2018	
0	1	2	3	4	$5=4/3*100$
1.	Cifra de afaceri	1.750.203	1.800.079	1.741.929	96,77
2.	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.815.385	1.719.993	1.608.437	93,51
3.	Venituri din activitatea de echilibrare	57.404	120.686	235.427	195,07
4.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	118.504	63.950	405.794	634,55
5.	Venituri financiare	32.231	190.546	46.844	24,58
6.	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.125.268	1.055.267	1.046.952	99,21
7.	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	56.093	120.686	235.427	195,07
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	118.504	63.950	405.794	634,55
9.	Cheltuieli financiare	9.683	150.227	25.449	16,94
10.	Profit brut	713.975	705.045	582.880	82,67
11.	Impozit pe profit	125.079	125.305	98.132	78,31
12.	Venituri din impozitul pe profit amânat	5.669	3.876	10.927	281,91
13.	Profit net	594.565	583.616	495.675	84,93
14.	Rezultatul global total aferent perioadei	593.539	601.442	491.233	81,68
15.	Gaze transportate*	12.074.677	12.869.908	12.975.921	100,82
16.	Cheltuieli de investiții	140.179	95.599	468.151	489,70
17.	Cheltuieli de reabilitare	16.546	13.954	21.646	155,12
18.	Consum tehnologic	84.406	73.831	70.003	94,81
19.	Consum tehnologic mii mc	108.874	95.243	81.034	85,08

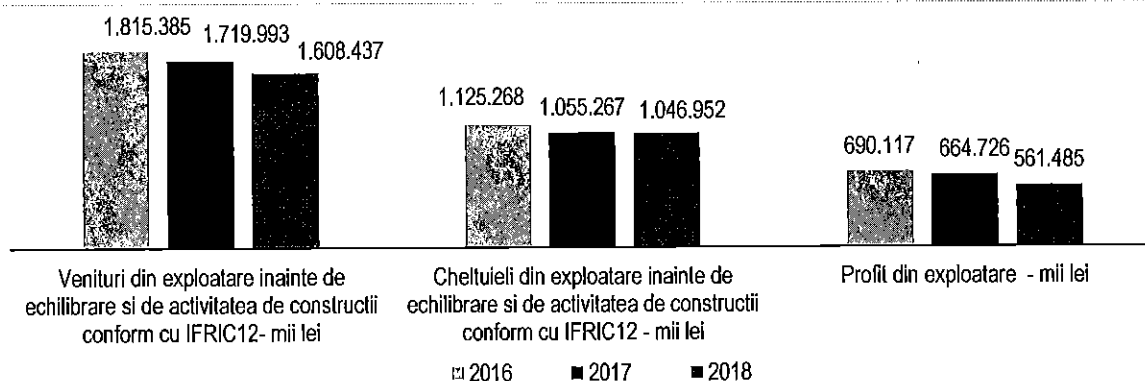
*) cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

Tabel 3- Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în perioada 2016-2018

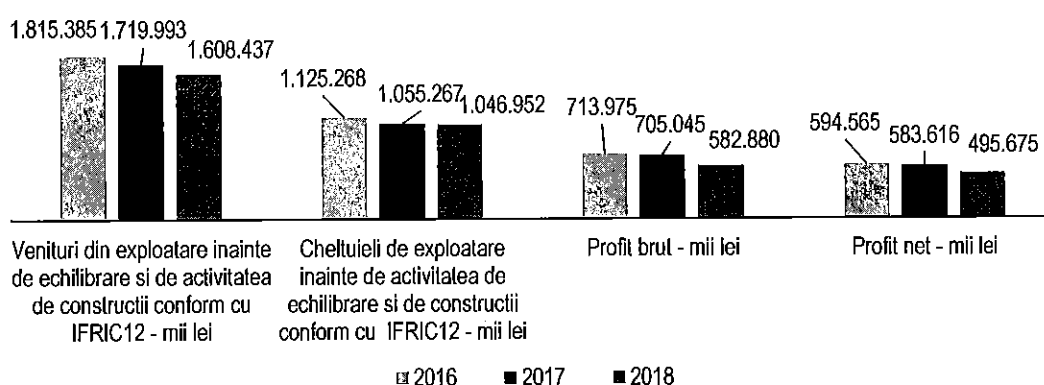


Grafic 3 -Cifra de afaceri 2016-2018 (mii lei)

Grafic 4-Profitul net 2016-2018 (mii lei)



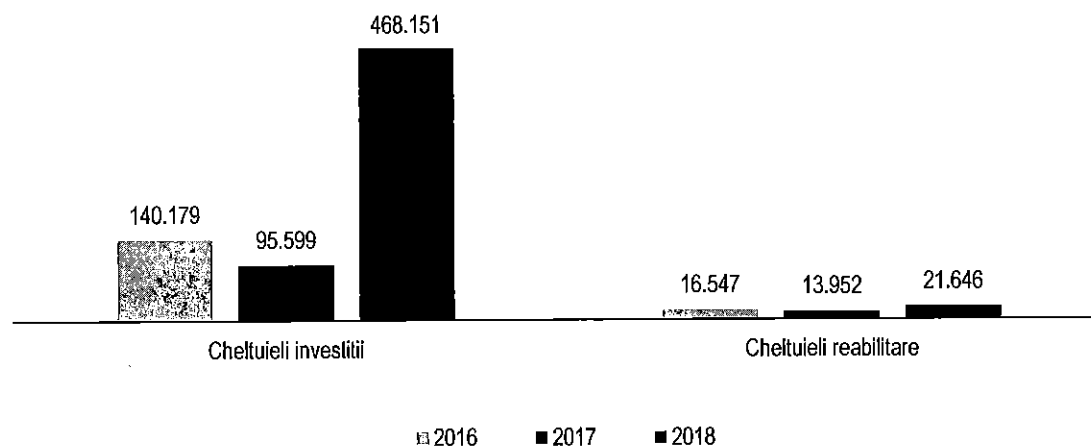
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în perioada 2016-2018



Grafic 6- Evoluția principalilor indicatori economico-financiar în perioada 2016-2018

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

La data de 31 decembrie 2018, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 708,590 mii lei, din care 77,94% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

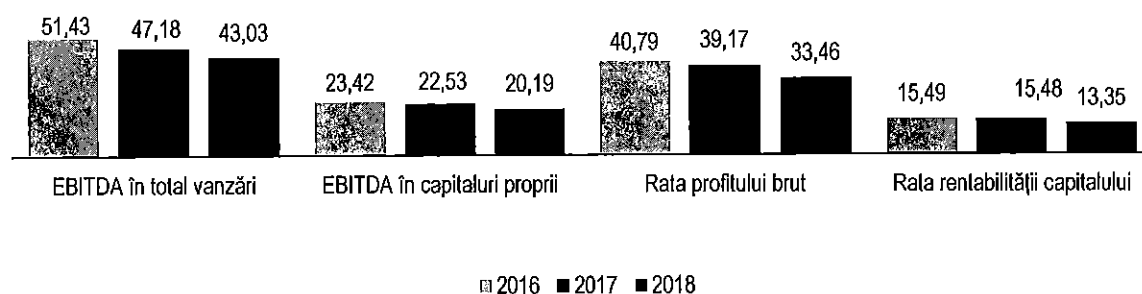


Grafic 7- Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare în perioada 2016-2018 (mii lei)

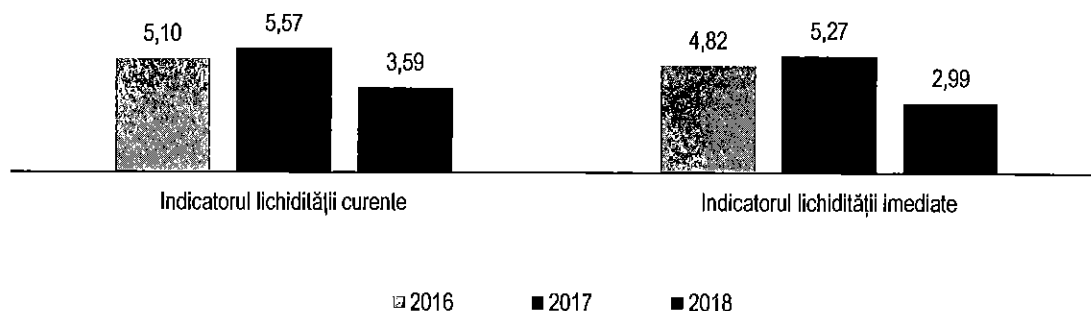
Valorile indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2016-2018:

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	2016	2017	2018
1.	Indicatori de profitabilitate				
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	51,35%	47,18%	43,03%
		Cifra de afaceri			
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	23,42%	22,53%	20,19%
		Capitaluri proprii			
	Rata profitului brut	Profitul brut	40,79%	39,17%	33,46%
		Cifra de afaceri			
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	15,49%	15,48%	13,35%
		Capitaluri proprii			
2.	Indicatori de lichiditate				
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	5,10	5,57	3,59
		Datorii pe termen scurt			
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	4,82	5,27	2,99
		Datorii pe termen scurt			
3.	Indicatori de risc				
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	0,00%	1,85%	6,28%
		Capitaluri proprii			
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	X	X	222,77
		Cheltuieli cu dobândă			
4.	Indicatori de gestiune				
	Viteza de rotație a debitelor- clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	125,88	142,85	141,49
		Cifra de afaceri			
	Viteza de rotație a creditelor- furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	17,64	19,43	35,52
		Cifra de afaceri			

Tabel 4 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2016-2018



Grafic 8 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2016-2018



Grafic 9-Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2016 - 2018

2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)

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

Nr crt.	Indicator	Obiectiv	2018		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat	
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.	1.002.101	825.782	121%
3.	Rata lichidității curente "Testul acid"	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	1,39	2,99	215%
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	3,00	0,31	964%
5.	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare.	458.599	749.506	163%

Tabel 5 –Indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2018 realizat vs bugetat

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

Nr. crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2018		Grad ul de reali zare
				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> 1.Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Obținerea deciziei exhaustive (în conformitate cu prevederile din Regulamentul UE nr 347/2013)	Realizat (martie 2018)	100%
7	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	< 1	0,62	161,3%
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	$IP_0^1 \geq 90\%$	98,43%	100%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	100%	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	99,53%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	-	
			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	$IP_3^2 \geq 95\%$	100%	
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	-	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	100%	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	-	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	99,7%	
			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	$IP_7^1 \geq 80\%$	92,04%	
			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	Implementarea sistemului de control intern/managerial	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 600/2018*100	9.1	94%	Realizat Adresa 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	7,8	Realizat Adresa nr.SMC 9610/15.02.2019	100%
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	100%
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	Realizat Adresa DSMC 14635/11.03.2018 Termen 15 martie 2019	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Adresa nr.DSMC/4786/25/01.2019 raportare pt anul 2018	

			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 DSMC30292/19.06.2018 Adresa DSMC34773/11.07.2018 Adresa DSMC24/03.01.2019
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	Elaborarea unei proceduri privind prevenirea corupției	Realizat Procedura de prevenire a fost elaborată, aprobată și publicată pe platforma de intranet a societății.
			13.2	Elaborarea unei metodologii de evaluare a riscurilor de corupție	Realizat Metodologia face parte integrantă din procedura de la pct. 13.1
			13.3	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	Realizat Publicat Raport anual 2017 la adresa: http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/5.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/2.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/
			13.4	Crearea unei baze de date cu societățile care nu au executat corespunzător contractele încheiate cu TRANSGAZ în urma procedurilor de achiziții publice	Realizat Baza de date a fost constituită la nivelul societății
			13.5	Elaborarea unei politici anti-mită la nivelul societății	Realizat Au fost aprobate Declarația de politică antifraudă și anticorupție și Politica antifraudă și anticorupției prin HCA 26 din 30.05.2018
			13.6	Identificarea și asimilarea de bune practici din Ghidul de bune practici al OCDE	Realizat. Aspecte introduse în Politica antifraudă și anticorupție, publicată pe zonapublică.transgaz.ro
			13.7	Organizarea de cursuri de perfecționare pe teme privind integritatea, corupția și fraudă (personal de execuție);	Realizat conform programului de pregătire și perfecționare profesională
			13.8	Inițierea unei campanii de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției (personal de execuție);	Intern: a fost transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății. Extern: conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/Mec a realizat 3 activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății. Instruirile au fost realizate în 14.02.2018 (Reprezentanța Transgaz) și în perioada 05-06.06.2018 la sediul Transgaz din Mediaș
			13.9	Identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție	A fost emisă Decizia nr. 434/10.05.2018 privind constituirea

100%

	din cadrul societății (consultant extern)	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.
13.10	Prioritizarea acțiunilor de audit și control prin creșterea ponderii acestora în zonele expuse la fraudă și corupție	Realizat prin programele de audit și control anuale.
13.11	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);
13.12	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 6-Indicatori cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componentei variabile a remunerației în anul 2018

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.

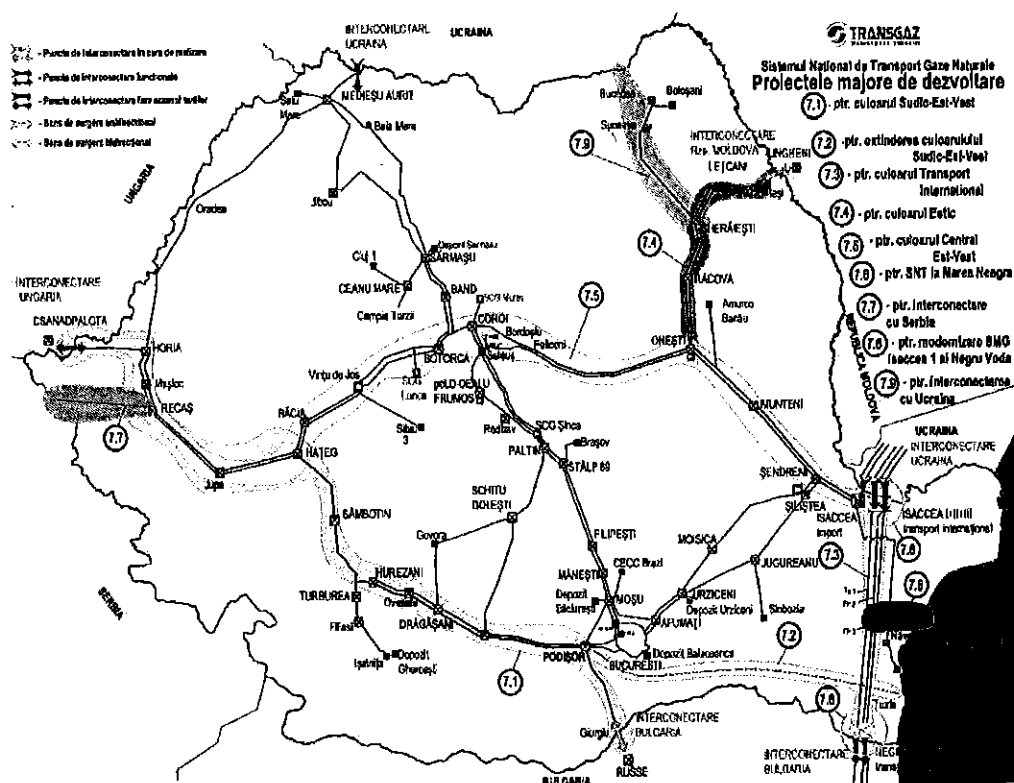


Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT

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).

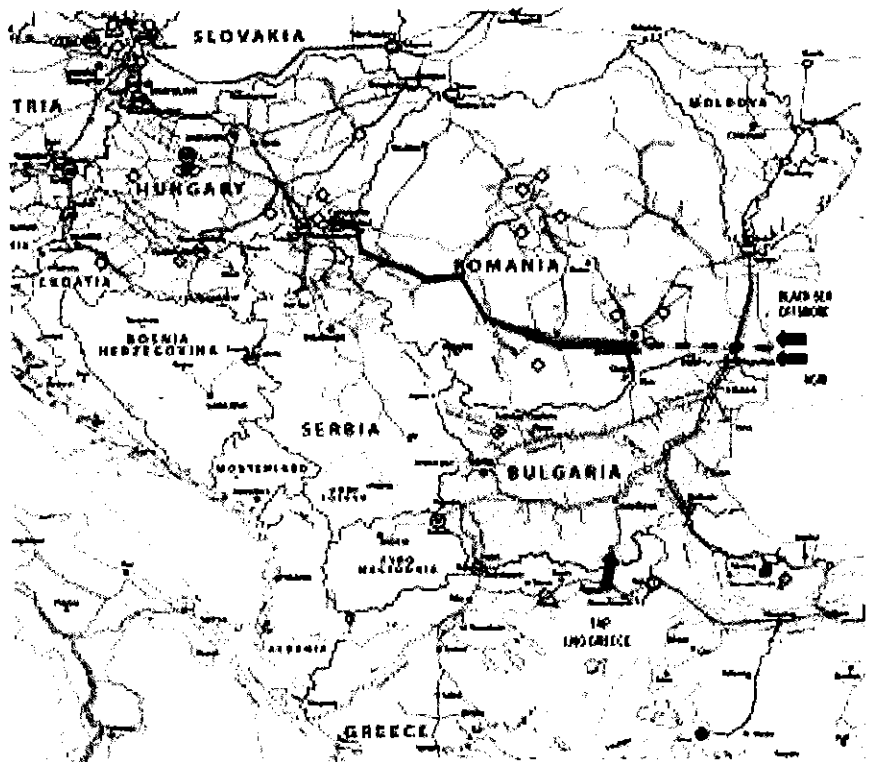


Figura 2- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze naturale cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei

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 Recaș 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 Recaș, incluzând o nouă conductă, o nouă stație de contorizare și 3 noi stații de compresoare în Podișor, Bibești și Jupa – ROHUAT/BRUA prima etapă, cod 6.24.1 poziția a 2-a.
- Extinderea capacității de transport din România de la Recaș la Horia către Ungaria până la 4,4 bcm/a și extinderea stațiilor de compresoare de la Podișor , Bibești și Jupa – ROHUAT/BRUA a doua etapă, cod 6.24.4, poziția a 4-a.

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

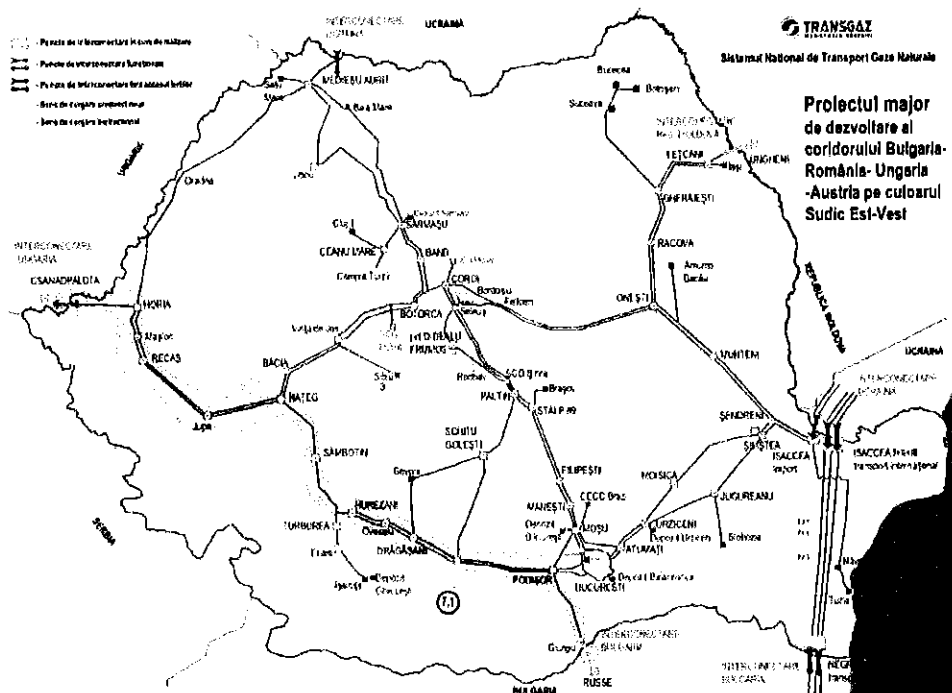


Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1

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. 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 fezabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat
Documentații tehnice pentru obținere autorizații de construire	finalizate	finalizate
Obținerea autorizațiilor de construire	obținute în februarie 2017- conductă și în martie 2018 pentru stațiile de comprimare	obținute în februarie 2017- conductă și în martie 2018 pentru stațiile de comprimare
Obținerea deciziei exhaustive (în conf. cu prevederile din Regulamentul UE nr 347/2013)	obținută	obținută
Luarea deciziei finale de investiție Faza 1	2016	2016
Construcție Faza 1	noiembrie 2019	decembrie 2019
Punere în funcțiune Faza 1	decembrie 2019	decembrie 2019
Începere operare Faza 1	decembrie 2019	decembrie 2019

Data preconizată de finalizare: 2019

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.

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

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

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

Cererea de finanțare a fost depusă pe portalul Innovation and Networks Executive Agency (INEA) în data de 12.10.2015. În data de 19.01.2016 Comitetul CEF a validat lista proiectelor propuse a primi asistență financiară (grant) prin mecanismul CEF. Proiectul BRUA–Faza I, a fost propus să primească un grant în valoare de 179,3 milioane EUR. În data de 9 septembrie 2016 a fost semnat contractul de finanțare.

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 **04.08.2017** și este în curs de derulare;
- contractul pentru achiziția grupurilor de comprimare a fost semnat în data de **24.08.2017** și este în curs de derulare;
- contractele pentru achiziția lucrărilor de execuție fir liniar, aferente loturilor 1, 2 și 3 au fost semnate în data de **28.11.2017** și sunt în derulare;
- contractul pentru achiziția robinetelor a fost semnat în data de **28.02. 2018** și este în curs de derulare;
- 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**;

- 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**.

Termenul de finalizare a lucrărilor este de 17,5 luni de la data semnării contractului pentru stațiile de comprimare STC Podișor și STC JUPA, respectiv 20 de luni pentru stația de comprimare STC Bibești.

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.

Au fost livrate în teren toate cele 6 unități de compresoare centrifugale acționate cu turbine cu gaze (câte 2 unități aferente fiecărei stații de comprimare). Au fost comandate peste 95% din echipamentele principale ale stațiilor de comprimare, din care aproximativ 50% au fost livrate.

Ca urmare, în cadrul stațiilor de comprimare **STC Podișor și STC Jupa** au fost realizate următoarele lucrări:

- lucrări specifice organizării de șantier în incinta stației
- lucrări de amenajare a drumului de acces
- lucrări de amenajare a terenului în interiorul stației
- lucrări de construcții civile la hală compresoare, clădire administrativă, clădire ateliere și magazii, clădire electrică, clădire gaz combustibil, clădire PSI (trasare fundații, turnare beton de egalizare, confecționat și montat armături, turnare beton)
- execuție fundații la echipamentele principale (compresoare, răcitoare de gaz, separator intrare în stație, filtre separator, etc.)

În data de 03 septembrie 2018 a început livrarea în teren a celor 2 pachete de compresoare centrifugale acționate cu turbine cu gaze pentru STC Jupa, unitățile de comprimare și răcitoarele de gaz fiind poziționate pe fundație și tot la aceeași dată a început livrarea în teren a celor 2 pachete de compresoare centrifugale acționate cu turbine cu gaze pentru STC Podișor, unitățile de comprimare fiind poziționate pe fundație.

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.

Principalele lucrări realizate în cadrul STC Bibești:

- lucrări de amenajare a drumului de acces al stației (săpătură, așternere balast, compactare)
- lucrări de amenajare în incinta stației (decopertare strat vegetal și transport pământ rezultat) pe o suprafață de aproximativ 70% din suprafața totală a stației (suprafață liberă de sarcini/eliberată din punct de vedere arheologic)
- lucrări de amenajare a organizării de șantier (nivelare teren, așternere și compactare strat piatră spartă, alimentare curent electric, montare containere/birouri, împământare, montare stâlpi electrici de iluminat, execuție gard)
- conductă de alimentare cu apă potabilă
- execuție fundații la unitățile de comprimare
- lucrări de construcții civile la hală compresoare, clădire administrativă și clădire ateliere, clădire electrică

Lucrări de execuție aferente firului liniar

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

Ca urmare s-au demarat lucrările de amenajare a depozitelor de material tubular (DT) și a organizărilor de șantier (OS), incluzând și drumurile de acces.

La momentul actual lucrările de amenajare sunt finalizate astfel:

- LOT 1: OS Gușoieni, DT Poieni, OS Căldăraru, DT Corbu, DT Cherlești, DT Zătreni
- LOT 2: DT Frasin, OS Turcinești, DT Vulcan
- LOT 3: DT Obreja, DT Lugoj, OS Recaș, DT Pui

Menționăm că până la sfârșitul anului 2018 a fost descărcată în Portul Constanța cantitatea de aprox. **188.200 ml** material tubular, ceea ce reprezintă **40%** din totalul necesar.

Din Portul Constanța, materialul tubular este fie transportat direct cu camionul în depozitele de țevă, fie este transportat cu barje la Orșova și apoi cu camionul în depozite.

De asemenea au fost livrate 1549 curbe, 56 robinete (robinete cu sferă de diferite tipodimensiuni și robinete cu cep echilibrat) precum și toate îmbinările electroizolante necesare execuției proiectului (66 buc).

Progresul lucrărilor de execuție fir conductă

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

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

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

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

Începând cu luna septembrie 2018 au fost demarate 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 10 (km 45 – 50)
- Tronson 16 (km 75 – 80)

- Tronson 21 (km 100 -105)
- Tronson 22 (km 105 -110)
- Tronson 23 (km 110 -115)
- Tronson 30 (km 145 -150)
- Tronson 31 (km 150 – 155)
- Tronson 36 (km 175 – 180)

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).

Începând cu luna septembrie 2018 au fost demarate lucrările de execuție pe firul liniar LOT 2. În prezent se desfășoară lucrări specifice de pregătire a culoarului de lucru, înșirare țevă pe traseu și montaj conductă pe următoarele tronsoane:

- Tronson 37 - (Km 180 – Km 185)
- Tronson 40 - (Km 196 – Km 200)
- Tronson 43 - (Km 210 – Km 215)
- Tronson 54 - (Km 260 – Km 265)
- Tronson 56 - (Km 270 – 275).

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).

Începând cu luna august 2018 au fost demarate lucrările de execuție pe firul liniar LOT 3, cu prioritate pentru secțiunea Jupa – Recaș. În prezent se desfășoară lucrări specifice de pregătire a culoarului de lucru, înșirare țevă pe traseu și montaj conductă pe următoarele tronsoane:

- Tronson 86 (km 407 – 412)
- Tronson 88 (km 417– 422)
- Tronson 89 (km 422– 427)
- Tronson 90 (km 427– 432)
- Tronson 91 (km 432– 437)
- Tronson 93 (km 442 – 447)
- Tronson 94 (km 447 – 452)
- Tronson 95 (km 452 – 457)
- Tronson 96 (km 457 – 462)
- Tronson 97 (km 462 – 467)
- Tronson 98 (km 467 – 472)

- Tronson 99 (km 472 – 477)
- Tronson 100 (km 477 – 479)

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**.

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
1	Îmbinări electroizolante monobloc	INDUSTRIAL M.D TRADING S.R.L	Romania	04.08.2017	528.000,00 EUR	11.10.2017
2	Grupuri de comprimare	ASOCIERE Solar Turbines Europa SA, Lider al Asocierii Sutech SRL	Belgia Romania	10.10.2017	37.851.326,00 EUR	10.10.2017
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	118.503.553,03 RON	04.06.2018
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 Romania	28.11.2017	155.695.508,67 RON	04.06.2018

5	Executie 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	154.849.135,06 RON	04.06.2018
6	Robinete	TOTALGAZ INDUSTRIE S.R.L.	Romania	28.02.2018	4.875.500,00 EUR	22.03.2018
7	Executie Statii 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 Romania	23.03.2018	288.742.446,15 RON	14.04.2018
8	Material tubular și curbe	Tosçelik Spiral Boru Üretim Sanayi A.Ş	Turcia	23.04.2018	126.906.259 EUR	12.05.2018

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-15 ani, termen de grație 3 ani, dobândă fixă.

În data de 27 octombrie 2017 s-a încheiat contractul de împrumut pentru suma de 50 milioane euro cu dobânda fixă în EUR pentru o perioadă de 15 ani și termen de grație de 3 ani la rambursare principal cu Banca Europeană de Investiții, a cărei ofertă a fost desemnată câștigătoare în urma derulării unei proceduri de negociere competitivă la care BEI a participat alături de alte 3 bănci ofertante.

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:

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

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 Jupa	
		OS Băuțar	
		Depo Obreja	18.06.2018
GAUSS	16.04.2018	STC Podișor	
		Depo Poeni	
		Depo Lugoj	13.06.2018
		OS Recaș	13.06.2018
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	
	10.10.2018	Situl 1 (T99 – km 473+350-473+750)	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.	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 ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L. – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	17.12.2018	Situl 12 (T93 – km 443+768-443+871)	Construcție conductă: Timiș
	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

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
	31.08.2018	Construcție conductă: Giurgiu
ARVADA	08.10.2018	Construcție conductă: Timiș (T99, T98, T96, T95, T93)
ROLOPLAST TEHNOCONSTRUCT	10.10.2018	Stația de comprimare a gazelor Bibești, Jud. Gorj
	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)

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. În prezent, se află în curs de elaborare raportul anual aferent anului 2018, raport care va fi depus la ANPM.

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 mărăcinișuri, pășuni împădurite, pajiști cultivate, vie, vii hibride, vii nobile, livezi clasice, pepiniere pomicole, livadă intensivă, livadă arbuști fructiferi, fânețe curate, fâneță cu tufărișuri și mărăcinișuri, fâneță cu pomi, fâneță împădurită, grădină, grădini de legume, alte terenuri.

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

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

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

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

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

Autorizația de construire și decizia exhaustivă

În luna februarie 2017 Ministerul Energiei a emis Autorizația de Construire Nr. 1/24.02.2017 prin care se autorizează executarea lucrărilor de construire pentru „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (inclusiv alimentarea cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică) Faza I: Conducta de transport gaze naturale Podișor –Recaș în lungime de 479 km, Stații de comprimare gaze Podișor, Bibești, Jupa, Organizări de șantier și depozite de material tubular.

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

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

România a optat pentru "sistemul colaborativ" de emitere a deciziei exhaustive. În baza acestui sistem, Ministerul Energiei care îndeplinește funcția de Autoritate națională competentă responsabilă cu facilitarea și coordonarea procedurii de autorizare a proiectelor de interes comun (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

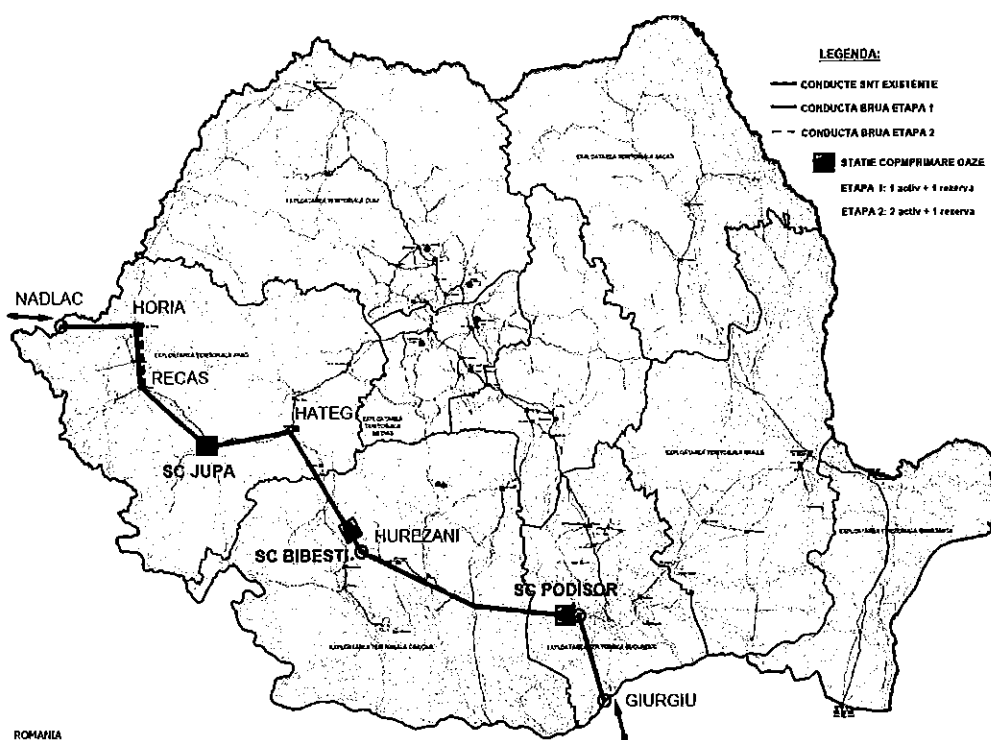


Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2

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 fezabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat
Proiect tehnic și documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	finalizate	finalizate
Luarea deciziei finale de investiție Faza 2	decembrie 2018/februarie 2019	iunie 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**

* În urma solicitărilor primite din partea utilizatorilor de rețea privind extinderea Perioadei III de depunere a ofertelor din cadrul Procedurii de Sezon Deschis Angajant RO-HU, ANRE a aprobat extinderea acesteia până la data de 30 mai 2019.

**Finalizarea Fazei 2 depinde de finalizarea cu succes a procedurii de Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate la punctul de interconectare Csanádaplota și de calendarul de derulare a acestei proceduri.

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 ENTSOG 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 demarat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria (Csanadpalota), procedură ce sa află în curs de derulare.

În luna septembrie a anului 2017, a fost organizată consultarea publicului. Aceasta s-a organizat și desfășurat în conformitate cu prevederile Regulamentului UE Nr. 347/2013 și ale Conceptului privind participarea publicului aprobat în data de 07.08.2017 de către Autoritatea Competentă pentru proiecte de interes comun. Raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului a fost publicat pe pagina web a proiectului.

Raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului va face parte din cadrul Dosarului de candidatură aferent proiectului–în cadrul procedurii specifice de autorizare, conform Regulamentului UE Nr. 347/2013.

În urma solicitărilor primite din partea utilizatorilor de rețea privind extinderea Perioadei III de depunere a ofertelor din cadrul Procedurii de Sezon Deschis Angajant RO-HU, ANRE a aprobat extinderea acesteia până la data de 30 mai 2019.

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 308,4 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.

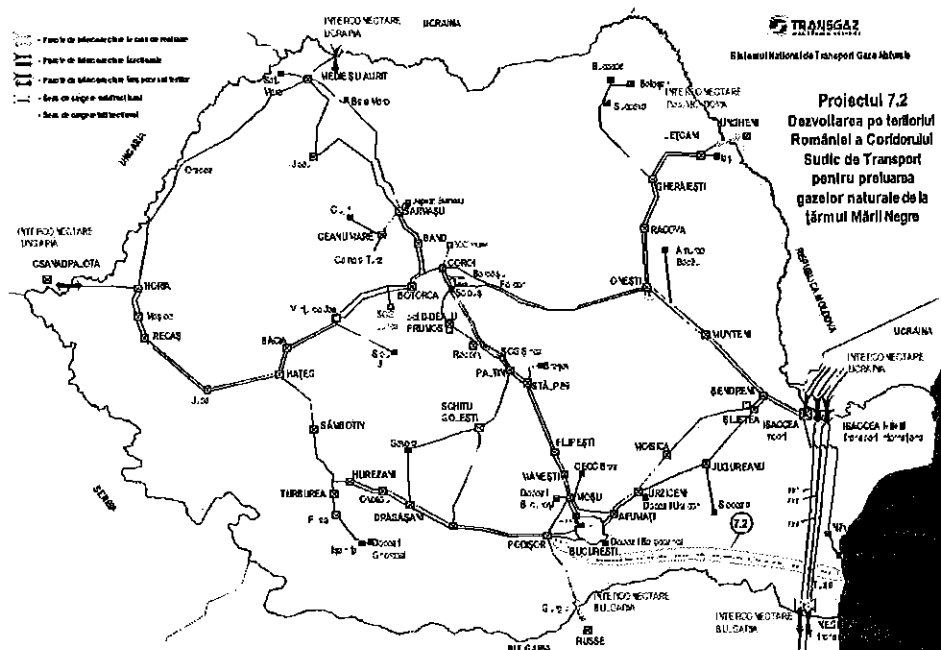


Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră-Podișor

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

- Tronsonul I, Țărnul Mării Negre – Amzacea, în lungime de 32,5 km, va avea un diametru de Ø 48" (Dn1200);
- Tronsonul II, Amzacea – Podișor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de Ø 40" (Dn1000);

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	2019*
Luarea deciziei finale de investiție	2018	2019*
Construcție	2019-2020	2019-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2021*

*Este posibil ca data să se modifice în urma unui nou proces de rezervare de capacitate

Data preconizată de finalizare: 2021

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

Valoarea estimată: 360,4 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.24.8
- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.4 poziția 5
- **TYNDP ENTSOG 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 finalizat și 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 obținut Acordul de Mediu nr.1 din 10.05.2018;
- S-a obținut Autorizația de Construire nr.5 din 17.05.2018, în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun (ACPIC) în data de 24.02.2017 și s-a primit aprobarea acesteia în data de 23.03.2017;
- **Conceptul privind participarea publicului** pentru Proiectul de interes comun „*Conductă Țarmul Mării Negre - Podișor (RO) pentru preluarea gazului din Marea Neagră*” a fost depus la ACPIC în data de 24.05.2017 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin Adresa nr.110800/27.06.2017;
- În perioada 17-27.07.2017 s-au desfășurat consultările publice în baza Regulamentului (UE) 347/2013 în următoarele locații: Tuzla, Amzacea, Cobadin, Alexandru Odobescu, Borcea, Frăsinet, Izvoarele, Băneasa și Stoenești;
- 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 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.
- Primirea unei noi cereri a declanșat un nou proces de rezervare de capacitate incrementală pentru punctul Tuzla.

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.

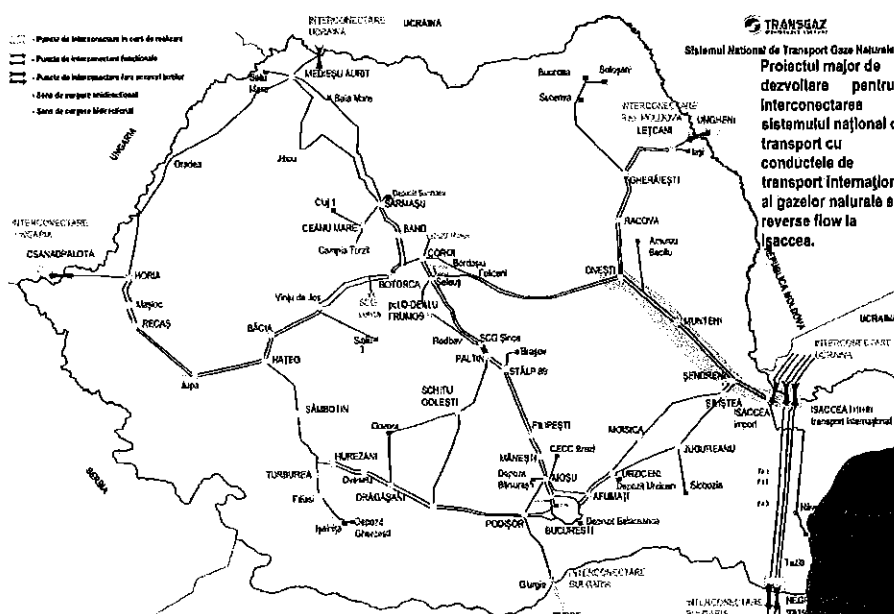


Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport Internațional Tranzit 1

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- **Faza I:**
 - lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare Isaccea;
 - reparația conductei Dn 800 mm Cosmești-Onești (66,0 km).
- **Faza II:**
 - modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Siliștea;
 - modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Onești;
 - modificări în interiorul NT Siliștea, NT Șendreni și NT Onești.

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
Faza I	2018	2018
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	finalizat	finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Decizia exhaustivă	anul 2018	obținută
Construcție	anul 2018	finalizat
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2018	finalizat
Faza II	2019	2020
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	finalizat	finalizat
Caiet de sarcini proiectare și execuție	decembrie 2018	finalizat
Achiziția lucrărilor 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	2019
Construcție	anul 2019	2020
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2019	2020

Termen de finalizare: anul 2018 Faza I respectiv anul 2020 Faza II

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2018- 2027	actualizat la data raportului
Faza I	8,8 mil. Euro	8,83 mil.Euro
Faza II	92,2 mil. Euro	90,4 mil.Euro
TOTAL	101 mil Euro	99,23 mil.Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua listă):** 6.15;
- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10 – 1;
- **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

- **Studiul de Fezabilitate** a fost finalizat și avizat în 12.06.2017;
- **Studiul de Fezabilitate** pentru Interconectare SNT cu T1 la Isaccea a fost finalizat 03.11.2017;

- **Proiectul Tehnic pentru** Interconectare Isaccea – etapa 1 a fost finalizat;
- **Documentația de avizare a lucrărilor de intervenție (DALI)** și **Proiectul Tehnic** pentru reparația conductei DN 800 Onești – Cosmești – etapa 1 au fost finalizate;
- **Caietul de sarcini pentru proiectare și execuție etapa 2**, în vederea achiziției proiectării 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 Interconectării de la Isaccea, ai Stației de Comprimare Gaze Onești;
- Au fost identificați proprietarii terenurilor afectate de reparația conductei DN 800 Onești-Cosmești;
- Pentru etapa 1 a proiectului s-a emis Horărârea de Guvern nr. 638/23.08.2018 pentru aprobarea terenurilor agricole situate în extravilan;
- A fost finalizat procesul de obținere avize conform C.U, pentru etapa 1.
- Etapa 2- **Proiectul tehnic pentru Lucrări în Nodul Tehnologic Șendreni existent**, în procedură de avizare în CTE Trangaz ;
- Etapa 2- În curs de obținere **avize** conform CU.
- **Pentru etapa 1 a proiectului s-au obținut 2 acte de reglementare pe linie de mediu, respectiv:**
 - a) Interconectarea Isaccea – Decizia etapei de încadrare nr. 144/06.03.2018 emisă de APM Tulcea
 - b) Reparația conductei DN 800 Onești – Cosmești (3 județe) – Decizia etapei de încadrare nr. 27/16.05.2018 emisă de ANPM
- **Pentru etapa 2 a proiectului sunt necesare 3 acte de reglementare pe linie de mediu, respectiv:**
 - a) Lucrări în Nod Tehnologic Șendreni (existent) – s-a obținut Decizia etapei de încadrare nr. 2907/09.03.2018 emisă de APM Brăila
 - b) Modernizarea Stației de Comprimare Gaze Siliștea existentă, inclusiv a Nodului Tehnologic Siliștea (existente) – se emite de APM Brăila
 - Stadiu procedură mediu:
 - 12.12.2017: Depunere cerere,
 - 28.12.2017: Decizie de evaluare inițială emisă de APM.
 - 20.12.2018: Depunere Memoriu de prezentare la APM,
 - c) Modernizare Stație de Comprimare Gaze Onești, inclusiv Nod Tehnologic Onești (existente)
- **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** a fost depusă la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) în data de 20.12.2017. Aceasta a fost aprobată de către ACPIC în data de 17.01.2018.
- **Conceptul privind participarea publicului** a fost depus la A.C.P.I.C. în data de 21.03.2018 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin adresa nr. 110638/**04.04.2018**. În perioada 07-11.05.2018 s-au desfășurat **consultările publice** în baza Regulamentului European 347/2013 în următoarele locații: Onești, Buciumi (jud. Bacău), Mărășești (jud. Vrancea), Cosmești (jud. Galați), Isaccea (jud. Tulcea), Siliștea, Vădeni (jud. Brăila).
- **Raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului** a fost elaborat și publicat pe site-ul companiei și a fost transmis către ACPIC ca parte a dosarului de candidatură.
- În data de 20.07.2018 **Dosarul de candidatură** pentru etapa 1 a proiectului 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.

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 parametri tehnici adecvați cerințelor de consum din regiunile vizate.

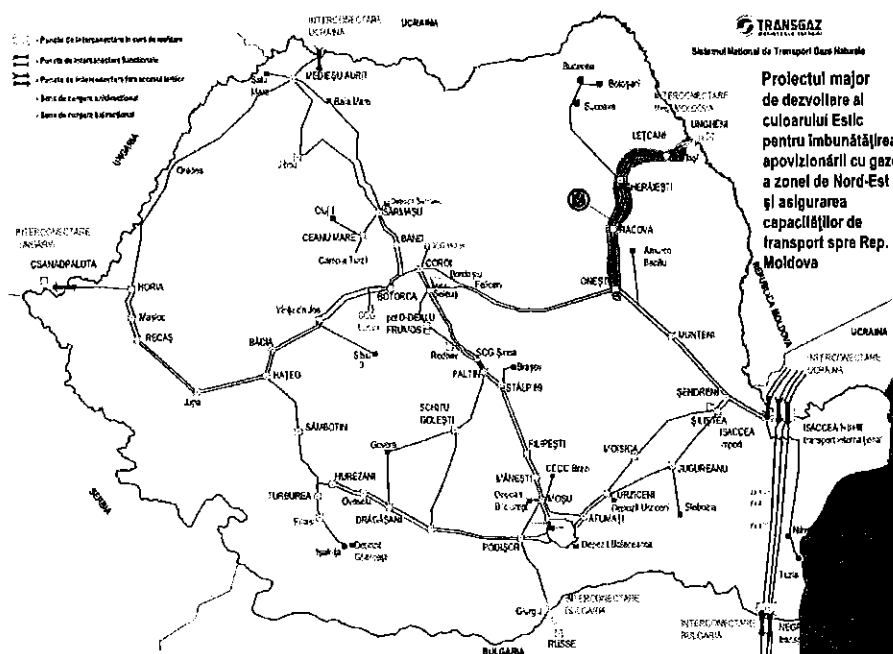


Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României

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 –Lețcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iași pe tronsonul Gherăești–Lețcani;
- 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	2019-2020
Punere în funcțiune/începere operare	2019	2020

Data preconizată de finalizare: anul 2020

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

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENT SOG 2018:** TRA-N-357

Proiectul “**Dezvoltarea capacității de transport a SNT în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România–Republica Moldova**” a fost acceptat ca eligibil conform condițiilor stabilite de Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM).

În cadrul acestui program, Axa Prioritară (AP) 8.– Obiectivul Strategic (OS) 8.2–“Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine”, are o alocare financiară de circa 55 milioane euro.

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.
- 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.

ACHIZIȚII

Pentru implementarea proiectului Transgaz are în derulare procedurile de achiziție publică pentru:

- a) Lucrări de execuție a celor două stații de comprimare Onești și Gherăești, automatizare și securizare conductă
- b) Lucrări de execuție a conductei de transport gaze naturale Onești – Gherăești – Lețcani (lot 1 și lot 2)
- c) Material tubular și curbe
- d) Robinete și îmbinări electroizolante monobloc
- e) Grupuri de comprimare – compresoare centrifugale acționate cu turbine pe gaze

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

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

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

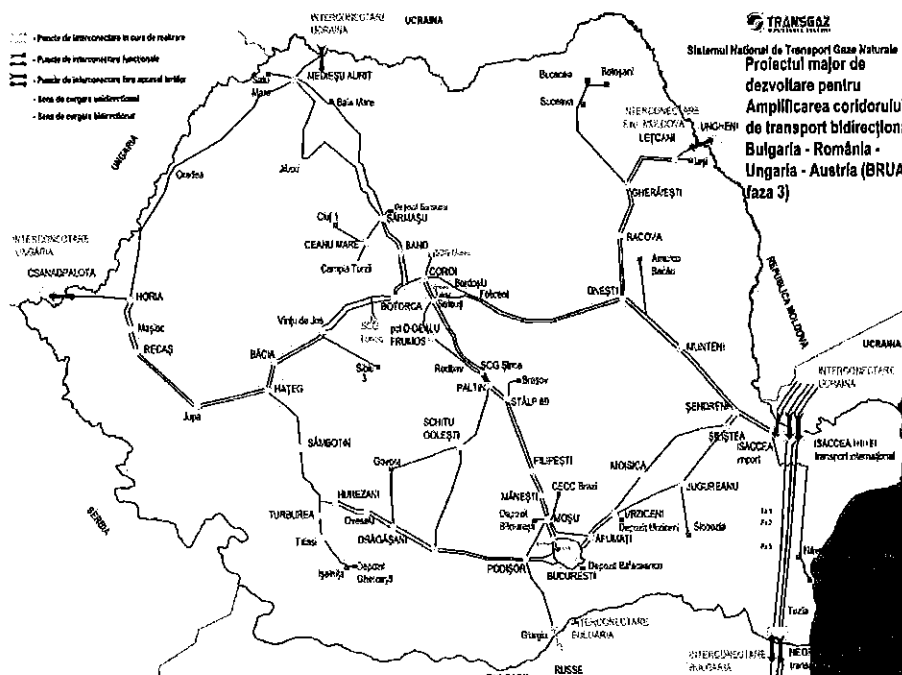


Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3

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:
 - 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 :

- 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

- **Proiect PCI (a doua listă):** 6.25.3;
- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10–poziția 2;
- **Coridor prioritar:** NSI EAST

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 2023

Valoarea estimată: 530 milioane Euro

Stadiul proiectului

Până în prezent 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 încă odată faptul că, realizarea acestui coridor depinde în continuare de evoluția cererii de capacitate, respectiv de rezultatele proceselor de explorare 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 titulari de licențe de explorare și exploatare a perimetrelor din Marea Neagră.

Descrierea proiectului

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de 24,37 km și diametrul DN 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1. Capacitatea de transport este 1,1 mld.mc/an-conform procesului Open-Season publicat pe site-ul Transgaz.

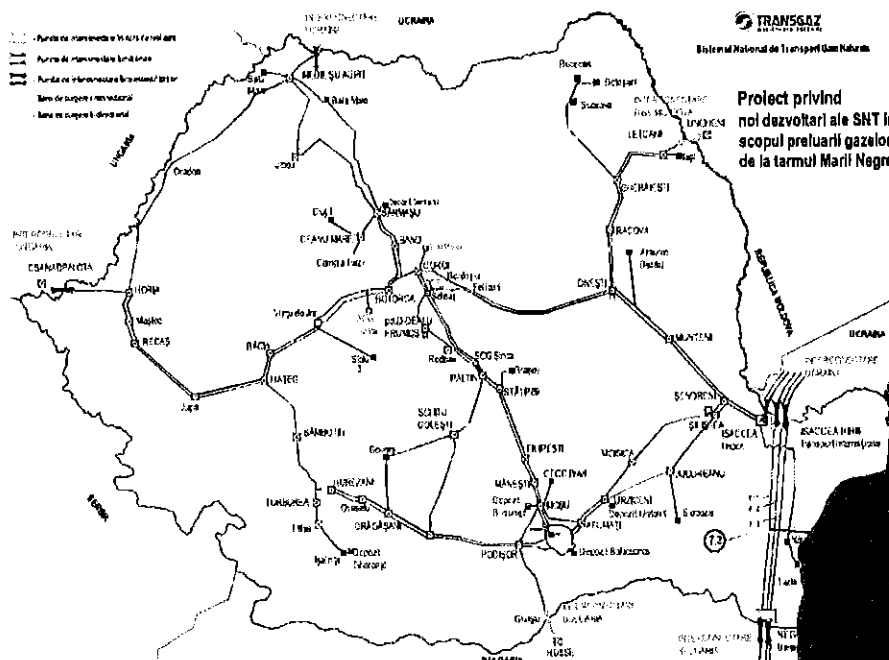


Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

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 listă): 6.24.10 – 3;**
- **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 Prefezabilitate a fost finalizat și în data de 16.09.2016 s-a 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 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.

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.

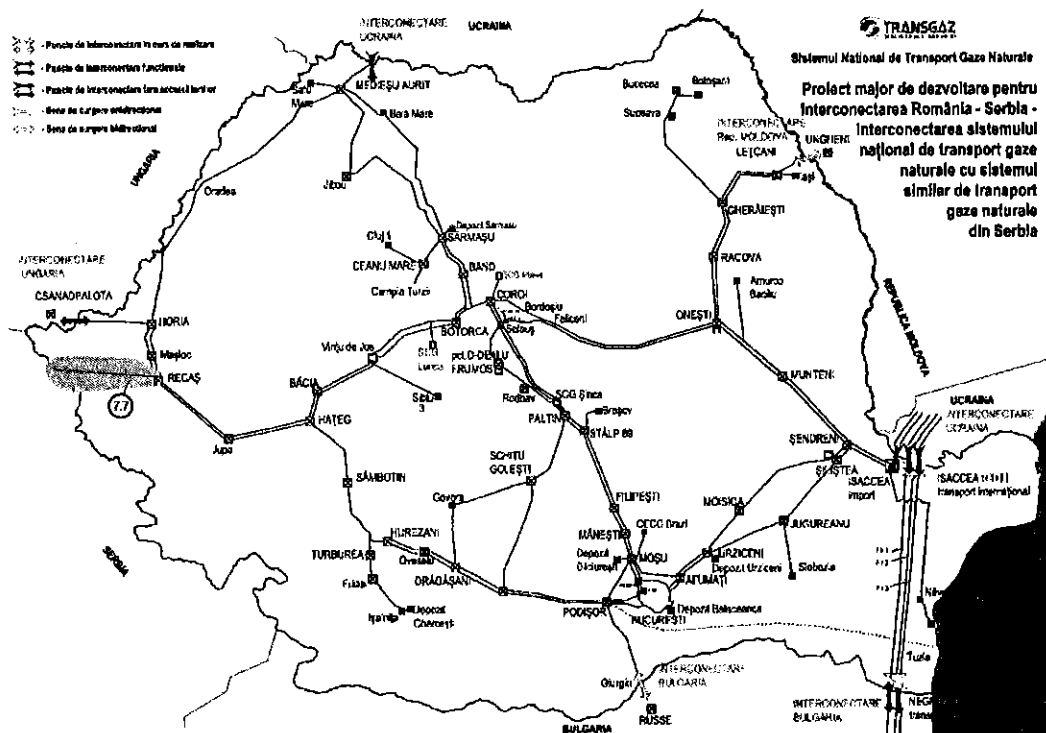


Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Receaș-Mokrin

Varianta analizată de export gaze naturale spre Serbia este de preluare a gazelor naturale din viitoarea conductă BRUA (faza I). Cel mai apropiat punct al conductei BRUA de granița dintre România și Serbia este localitatea Mokrin, zona Timiș-Arad.

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 Receaș – Mokrin în lungime de aprox 97 km din care 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici :
 - Presiunea în conducta BRUA zona Receaș : 50 - 54 bar (PN BRUA – 63 bar);
 - Diametrul 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).

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;
 - APM Timiș a transmis Ministerului Mediului documentația, Memoriul de prezentare și Notificare întocmită conform art. 3 al Convenției de la Espoo (în limba română și limba engleză).

- 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 țărășare 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.

- Din punct de vedere al interferenței proiectului cu situri Natura 2000, se disting următoarele aspecte:
 - Traseul conductei intersectează ROSPA 0142 Teremia Mare - Tomnatic pe o lungime de aproximativ 2300 m și trece prin vecinătatea ROSCI0402 Valea din Sănandrei la o distanță de aproximativ 100 m;
 - Stația de măsurare gaze fiscală este amplasată în afara ariilor naturale protejate dar în vecinătatea ROSPA 0142 Teremia Mare -Tomnatic, la o distanță de cca. 1620 m;

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 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.

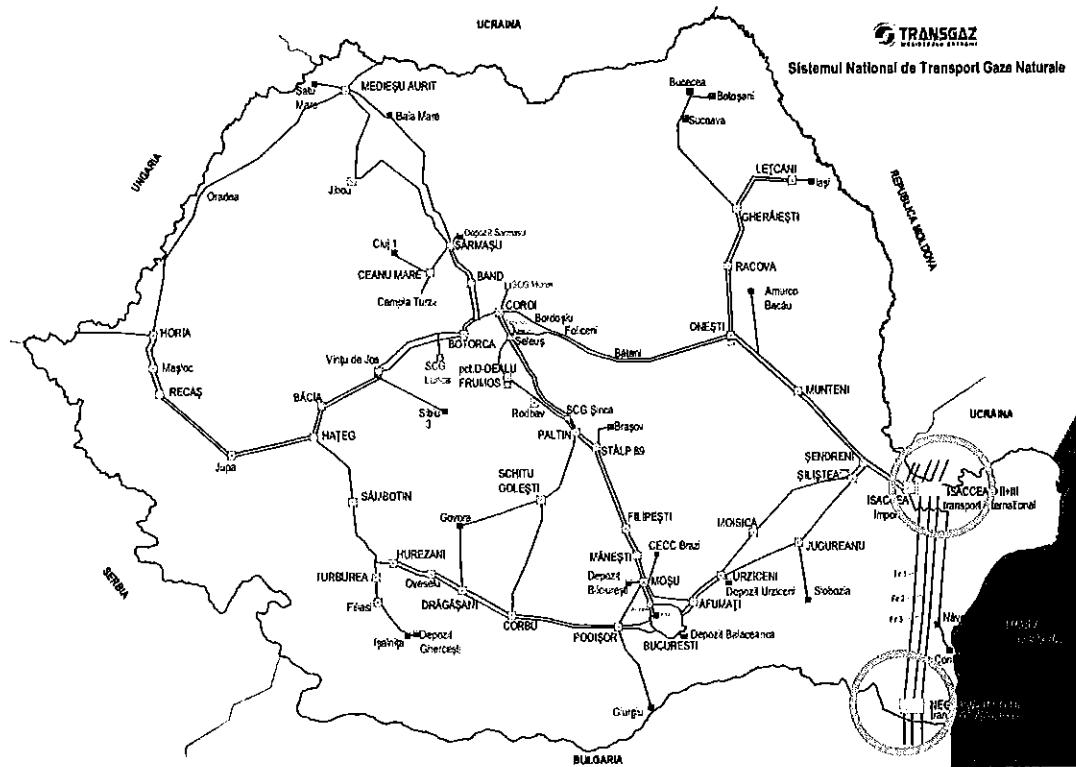


Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

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 înseria periodic cu o linie de măsurare de referință echipată cu contor cu turbină.

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

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

Etapă 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	2019-2020
Punere în funcțiune/începere operare	2019	2019	2019 - 2020

Termen estimat de finalizare: anul 2019 pentru SMG Isaccea 1, **2019-2020** pentru SMG Negru Vodă 1 (funcție de terenul pe care se va amplasa obiectivul)

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 și sunt în curs de elaborare studiul de fezabilitate și proiectul tehnic aferent obiectivului nou proiectat SMG Negru Vodă 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 Gherăiești-Siret

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 Republica Moldova, Transgaz a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăiești–Siret.

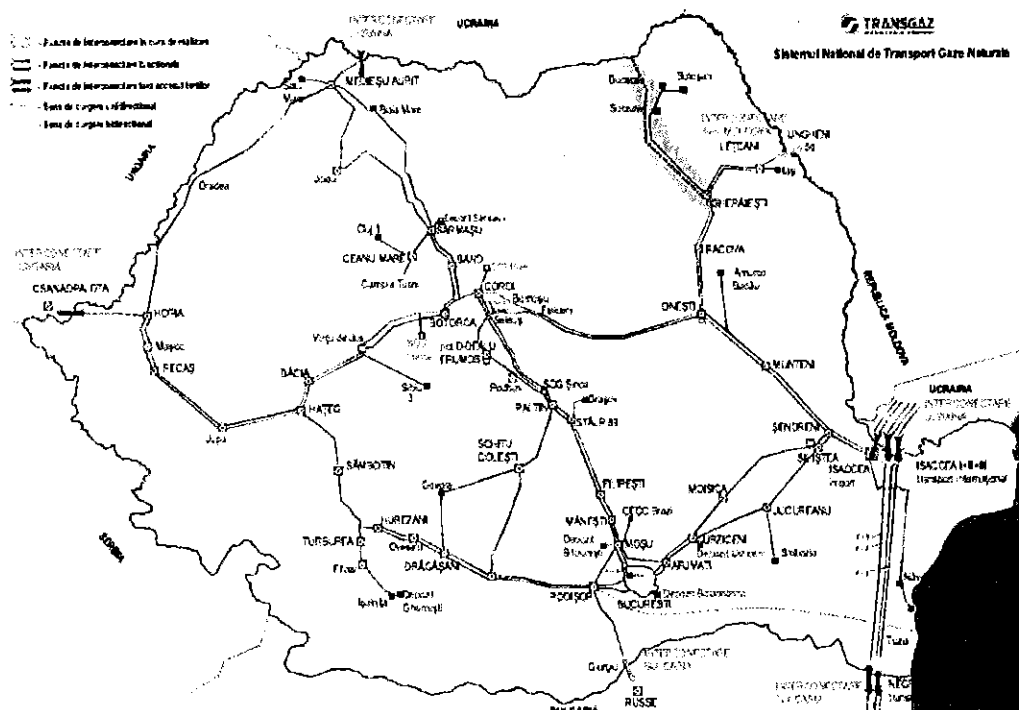


Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale României cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăiești-Siret

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

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.

Grad de realizare a "Planului de dezvoltare a SNT pe 10 ani" – anul 2018

Nr. crt.	Denumire proiect	Valoare totală estimată mil.Euro	Programul	Realizări 2013-2017		Realizări 2018 (lei)	TOTAL 2013-2018	
				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	478,6	Studii de fezabilitate	4.296.872	0,95	-	4.296.872	0,95
			Proiectare (fără garanții păduri)	34.132.457	7,59	1.444.066	35.576.523	7,91
			Dezvoltare	-	-	307.018.041	307.018.041	68,23
	TOTAL BRUA faza 1	478,6	38.429.329	8,54	308.462.107	346.891.436	77,09	
1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA faza 2	68,8	Studii de fezabilitate	-	-	-	-	-
			Proiectare (fără garanții păduri)	363.097	0,08	518.991	882.088	0,2
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL BRUA faza 2	68,8	363.097	0,1	518.991	882.088	0,2	
2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	360,36	Studii de fezabilitate	935.391	0,21	-	935.391	0,21
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	3.295.628	0,73	1.997.556	5.293.184	1,18
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL	360,36	4.231.019	0,94	1.997.556	6.228.575	1,39	
3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	101	Studii de fezabilitate	765.438	0,17	-	765.438	0,17
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	-	-	1.075.265	1.075.265	0,24
			Dezvoltare	-	-	1.694.142	1.694.142	0,38
	TOTAL	101	765.438	0,17	2.769.408	3.534.846	0,79	
4	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	174,25	Studii de fezabilitate	3.770.331	0,84	56.020	3.826.351	0,85
			Proiectare (fără garanții păduri)	3.404.116	0,76	2.565.845	5.969.961	1,33
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL MOLDOVA	174,25	7.174.447	1,59	2.621.865	9.796.312	2,18	
5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)	530	Studii de fezabilitate	-	-	-	-	-
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL	530	0	0	0	0	0	
6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.	9,14	Studii de fezabilitate + Proiectare	531.811	0,12	31.607	563.418	0,13
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL	9,14	531.811	0,12	31.607	563.418	0,13	
7	Interconectarea România - Serbia	42,4	Studii de fezabilitate+ Proiectare	46.365	0,01	457.662	504.027	0,11
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL	42,4	46.365	0,01	457.662	504.027	0,11	
8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	13,9	Studii de fezabilitate + Proiectare	47.410	0,01	1.534.753	1.582.163	0,35
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
TOTAL	13,9	47.410	0,01	1.534.753	1.582.163	0,35		
9	Interconectare România - Ucraina pe direcția Gherăești - Siret	125	Studii de fezabilitate+ Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
	TOTAL	125	0	0	0	0	0	
TOTAL		1.903,45		51.588.916	11,46	318.393.948	369.982.864	82,22

Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani

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;
- Colaborarea cu Autoritățile de Management și Organismele Intermediare, Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun, Ministerul de Externe, Directoratele Generale de specialitate din cadrul Comisiei Europene precum și cu partenerii de proiecte, interni și externi

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 din zona „eficienței energetice”, înaintându-se în acest sens propuneri, în vederea completării criteriilor de eligibilitate din Axa Prioritară 6 și 7 a Programului;
- întocmirea/transmiterea de informații către conducerea departamentelor/direcțiilor TRANSGAZ cu privire la oportunitățile de finanțare prin Programele de finanțare gestionate de Comisia Europeană și Organismele finanțatoare naționale, cu privire la condițiile și criteriile de accesare a fondurilor structurale, în vederea corelării prevederilor acestora cu programul de Dezvoltare–Cercetare al TRANSGAZ și promovării obiectivelor proprii de investiții, a proiectelor cu potențial de a obține finanțare nerambursabilă;
- întocmirea unei raportări anuale privind valoarea indicatorului de rezultat, respectiv “Capacitatea Sistemului Național de Transport al gazelor Naturale în punctele de interconectare”, în contextul implementării proiectelor finanțate prin Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM) și în vederea aplicării condiționalității generale

privind Sistemul Statistic și Indicatorii de Rezultat, în baza Protocolului de colaborare încheiat între Transgaz și MFE

- analiza îndeplinirii criteriilor de eligibilitate ale unor potențiale proiecte ale TRANSGAZ, conform cerințelor Programelor de Finanțare 2014–2020
- a fost luată în considerare promovarea finanțării unor potențiale proiecte TRANSGAZ, care vizează:
 - utilizarea energiei cinetice a curgerii gazelor pe conducte, în vederea obținerii curentului electric;
 - un sistem de control și achiziție date din sistemul de protecție catodică al SNTGN TRANSGAZ SA;
 - pregătirea profesională prin schimburi de experiență sau cursuri de specialitate, în cadrul Programului Operațional Capital Uman-POCU, inclusiv în posibil parteneriat cu organizația sindicală din ramură.
 - transformarea Stației de Comprimare Bățani (prima stație de turbocompressoare) în muzeu
- promovarea spre analiză și identificarea unor posibilități de finanțare din POIM, pentru următoarele obiective de investiții:
 - *Țărmul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazelor de la Marea Neagră PCI nr. 6.24.8. (reactualizarea informațiilor)*
 - *Interconectarea sistemului național de transport cu sistemul internațional și reverse flow la Isaccea PCI nr.6.15.*
 - *Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia—proiect prevăzut în Planul de dezvoltare a SNTGN Transgaz SA 2018-2027.*
- coordonarea și verificarea informațiilor din Fișele de proiect cu cele din studiul de fezabilitate (SF) și din analiza cost-beneficiu (ACB) precum și corelarea cu cerințele programelor de finanțare și legislația în materie, în vigoare
- întocmirea unei sinteze la zi privitor la Proiectele de Interes Comun în anul 2019 (listele PIC, finanțarea PIC, grupurile regionale și rolul lor în procesul PIC, documente asociate și legislația în materie, cererea de candidaturi pentru lista a patra PIC și modul de aplicare);
- analiza legislației relevante privitor la modificarea și completarea unor acte normative în domeniul gestionării financiare a fondurilor europene;
- verificarea admisibilității și a caracterului complet al cererilor de plăți intermediare sau de plată a soldului, pentru proiectele gestionate prin CEF Energy.

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;
- întocmirea de informări cu privire la elementele sensibile constatate și implicațiile unor eventuale modificări ale reperelor aferente Contractelor de execuție lucrări, în corelare cu prevederile Deciziilor/Contractelor de finanțare;
- asigurarea asistenței, colaborării, furnizării de informații suplimentare, solicitate în urma diverselor forme de verificare/evaluare la care au fost supuse proiectele cu finanțare europeană nerambursabilă;

- susținerea sesiunilor de auditare a activității Direcției Fonduri Europene, în ceea ce privește încadrarea în normativele de calitate și a prevederilor Procedurii de Proces.
- întreținerea canalului de comunicare între Unitatea de Implementare Proiect și Autoritatea de Management;
- întocmirea Raportului de Început al Proiectului
- organizarea primei ședințe de lucru între AMPOIM și UIP
- consultanță pentru serviciul Logistică și Suport Execuție din cadrul BRUA, privind importul de mărfuri extracomunitare (import din Turcia);

Comitetul de Monitorizare pentru Programul Operațional de Infrastructura Mare (POIM)

Transgaz a participat la a VII-a reuniune a Subcomitetului Sectorial ENERGIE aferent Comitetului de Monitorizare pentru POIM, cu prezentarea stadiului pregătirii proiectului "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".

De asemenea menționăm și participarea în calitate de observatori la Comitetul de Monitorizare pentru POIM.

Activități ACER

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

3.3 Cooperare Internațională

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

Îndeplinirea obiectivelor strategice necesită o strânsă colaborare cu instituțiile naționale (ministere, agenții, organisme intermediare, autorități competente, etc) și europene, 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):

A fost menținut contactul cu reprezentanții Bulgartransgaz pentru operarea în comun a punctului de interconectare transfrontalieră Ruse/Giurgiu și 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.

În anul 2016 s-au încheiat Acorduri de Interconectare pentru Punctele de Interconectare Ruse/Giurgiu și Negru Vodă I. 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.

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 finalizare a text-ului Acordului de Interconectare, urmând să desfășoare consultări publice privind regulile comerciale care vor deveni parte integrantă din viitorul acord de interconectare.

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, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/703;
 - în temeiul Acordului de Afiliere OST 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 conformitate cu Regulamentul nr. 459/2017 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.
- *Dezvoltarea Nodului Csanadpalota*
 - Părțile au menținut contactul în ceea ce privește dezvoltarea nodului Csanadpalota.
- *Actualizarea Acordului de Interconectare pentru Punctul de Interconectare (PI) Csanádpalota*
 - Părțile au menținut contactul în ceea ce privește actualizarea Acordului de Interconectare privind 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 documentelor necesare pentru lansarea consultării publice a regulilor de afaceri care sunt parte integrantă din viitorul acord. Ca un prim pas în vederea încheierii unui Acord de Interconectare, în perioada 16.10-15.12.2017 a avut loc consultarea publică cu privire la regulile comerciale și procedurile de comunicare în cazul evenimentelor excepționale la proiectul Acordului de Interconectare pentru PVI Isaccea 2,3/Orlovka, în conformitate cu prevederile art. 4 din Reg. 703/2015.
- *Operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo - părțile sunt în proces de negociere a unui Acord de Interconectare.*
- *Modernizarea SMG Isaccea 1 în calitate de stație de măsurare comercială - SMG Isaccea 1 face parte dintr-un proiect de modernizare a stațiilor de pe conducta de tranzit T1 pentru asigurarea curgerii fizice bidirecționale a gazelor prin PI Isaccea 1 și PI Negru Vodă 1/Kardam.*

VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):

Prin decizia nr. 10 adoptată în ședința din 12.12.2017, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor Transgaz SA (AGEA) a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a unei societăți comerciale, ținând cont de condițiile care decurg din legislația moldoveană. În baza deciziei AGEA, la data de 18.12.2017, a fost înființată la Chișinău, Eurotransgaz SRL, având ca asociat unic SNTGN Transgaz SA din România. În îndeplinirea obiectului său de activitate, Eurotransgaz SRL a participat la concursul investițional privind privatizarea 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 intervalul de timp scurs între momentul semnării contractului de privatizare (28.03.2018) și data closing-ului, au fost depuse eforturi pentru îndeplinirea condițiilor suspensive și pregătirea Vestmoldtransgaz pentru faza operațională. În acest sens o echipă multidisciplinară a Transgaz a lucrat intens la pregătirea etapelor pre și postprivatizare, de reorganizare, de achiziție de lucrări și de implementare a proiectului prevăzut în contract.

A fost pregătită documentația de atribuire și se află în derulare procedura de achiziție a lucrărilor 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".

SRBIJAGAS (Serbia):

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

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

Prin crearea infrastructurii necesare interconectării sistemelor de transport gaze naturale, Transgaz și Srbijagas își propun să contribuie la creșterea predictibilității în furnizarea de energie în regiune, prin alternative ce pot fi mai eficiente față de soluțiile de aprovizionare cu gaze naturale oferite de alte variante.

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

Transgaz și Srbijagas au finalizat Studiile de Prefezabilitate și de Fezabilitate și se află în curs de finalizare a Proiectului Tehnic.

Procedurile de achiziție a lucrărilor de execuție se preconizează a fi lansate în primele luni ale anului 2019, iar punerea în funcțiune a interconectării în luna iulie 2020.

Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:

Shipperi regionali de gaze naturale:

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.

Operatori europeni și non-europeni de sisteme de transport gaze naturale

Au avut loc noi discuții și întreveneri în vederea identificării unor oportunități de afaceri și dezvoltarea parteneriatelor cu: Eustream AS (Slovenia), GRTGaz (Franța), DESFA (Grecia), GASUNIE (Olanda), GOGC (Georgia), GAZ-SYSTEM (Polonia).

Adunarea Generală a Acționarilor Transgaz a aprobat asocierea cu Regasificadora del Noroeste S.A. (Spania) în vederea depunerii unei oferte angajante în procesul de privatizare a operatorului sistemului elen de transport gaze naturale DESFA SA

Consiliul Director al Fondului pentru Dezvoltarea Activelor din Republica Elenă în colaborare cu Hellenic Petroleum S.A. (HELPE) au analizat ofertele financiare angajante pentru achiziția unei participații de 66% (31% cotă parte deținută de Fondul pentru Dezvoltarea Activelor din Republica Elenă și 35% cotă parte deținută de HELPE (Hellenic Petroleum)) în capitalul social al Operatorului Sistemului Elen de Transport Gaze Naturale (DESFA), depuse de cele două (2)

structuri investiționale, respectiv:

- Consorțiul compus din Snam S.p.A., Enagas Internacional S.L.U. și Fluxys S.A.;
- Consorțiul compus din Regasificadora del Noroeste S.A., Reganosa Asset Investments S.L.U., S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD)

și în conformitate cu termenii procedurii de licitație menționată mai sus, Fondul a solicitat depunerea unor oferte financiare îmbunătățite.

Transgaz împreună cu partenerii din consorțiu, compania spaniolă Reganosa și BERD, au depus oferta îmbunătățita angajantă pentru achiziția unei participații de 66% în Operatorul Sistemului Elen de Transport Gaze Naturale (DESFA).

Oferta Consorțiul compus din Snam S.p.A., Enagas Internacional S.L.U. și Fluxys S.A. a fost declarată câștigătoare.

Colaborarea cu GRTGaz a vizat organizarea unor workshop-uri pe tema elaborării noului cod al rețelei și analiza posibilității dezvoltării unor proiecte în domeniul cercetare-dezvoltare, investiții și proiecte comune naționale sau internaționale, în conformitate cu acordurile bilaterale de parteneriat.

EUSTREAM (Slovacia)

În data de 9 februarie 2018 Transgaz a semnat un Memorandum de Înțelegere cu OST-ul slovac. Prin semnarea acestui document părțile se angajează să coopereze în scopul investigării posibilității de a dezvolta proiectul Eastring pe teritoriul țării lor și, în consecință, de a deveni în mod oficial promotori ai proiectului.

Obiectul acestui Memorandum este evaluarea posibilității de a construi conducta de transport gaze naturale Eastring care să traverseze frontierele Slovaciei–Ungariei/Ucrainei–României–Bulgariei – frontiera externă a Uniunii Europene, pe teritoriul României, utilizând secțiuni ale infrastructurii de transport existente și asigurând posibilitatea transportului unor volume de gaze naturale pe teritoriul respectivelor țări, în ambele direcții.

Rezultatele vor sta la baza procesului ulterior de luare a deciziei în ceea ce privește realizarea proiectului Eastring, ca sistem de transport gaze naturale pe deplin funcțional, care să asigure acces nediscriminatoriu, egal și transparent pentru participanții la piață, cu respectarea cadrului juridic și de reglementare național și european relevant.

Transgaz a participat la întâlniri ale grupului de lucru coordonat de Eustream în ceea ce privește dezvoltarea studiului de fezabilitate aferent proiectului Eastring și la întâlnirea pentru prezentarea rezultatelor Studiului de Fezabilitate care a avut loc la Bratislava, în 20 septembrie 2018, la Bratislava.

Colaborarea cu Operatorii Sistemelor de Transport Europeni și adiacenți în cadrul Proiectelor Coridor Trans-balcanic și Coridor Vertical

În cadrul inițiativei CESEC, sub patronajul Comisiei Europene, Transgaz împreună cu alți Operatori de Sisteme de Transport Gaze Naturale au semnat următoarele documente de cooperare:

- **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, cu întâlniri regulate, 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.

- **Memorandum de Înțelegere în ceea ce privește proiectul Coridorul Vertical**

Cu ocazia reuniunii Grupului la Nivel Înalt pentru Conectivitatea Rețelelor de Gaze în Europa Centrală și de Sud-Est (CESEC) care a avut loc la Budapesta, în data de 8 septembrie 2016, Miniștri Energiei din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria au semnat o Declarație Comună privind dezvoltarea „Coridorului Vertical”, iar reprezentanții operatorilor sistemelor de transport vizate (DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz și FGSZ) au semnat de asemenea o Declarație comună prin care și-au exprimat deschiderea față de inițiativa promovată la nivel ministerial și intenția de a conveni asupra unui Memorandum de Înțelegere.

Memorandumul de Înțelegere între DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz și FGSZ a fost semnat la București în 19 iulie 2017.

În marja reuniunii Grupului CESEC la Nivel Înalt care a avut loc la București în data de 28 septembrie 2017, a fost de asemenea organizată, sub coordonarea DG ENER, la inițiativa Transgaz, prima întâlnire a operatorilor sistemelor de transport gaze naturale semnatare ai Memorandumului de Înțelegere menționat, pentru constituirea unor grupuri de lucru aplicate și pentru convenirea următorilor pași în dezvoltarea proiectului. Această întâlnire, prezidată de asemenea de domnul Klaus-Dieter Borchardt (Director DG ENER), a reunit părțile semnatare ale Memorandum-ului de Înțelegere privind Coridorul Vertical și reprezentanți ai următoarelor companii care operează sisteme de transport relevante din perspectiva Coridorului Vertical - Eustream, Srbijagas, Ukrtransgaz și Vestmoldtransgaz.

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: Piggings 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.

În luna mai 2018, SNTGN TRANSGAZ SA a fost gazda celei de a 26 ediții a Conferinței anuale de dispecerizare a gazelor naturale, dedicată reprezentanților societăților din țările care efectuează tranzitul și consumul de gaze naturale rusești în Ucraina, Moldova, țările din Regiunea Balcanică și Turcia.

În perioada 14-15 iunie 2018, Transgaz a găzduit la București, Conferința Anuală GIE, la care, pe lângă companii din domeniu, au participat și autorități de reglementare, instituții ale Uniunii Europene, asociații profesionale din domeniul energiei. În cadrul conferinței au fost abordate teme actuale din agenda europeană privind sectorul gazelor naturale între care: cadrul de reglementare european aflat în prezent în discuție, impactul viitor al sectorului gazifer asupra mixului energetic, rolul biometanului și al energiilor regenerabile în cadrul acestuia dar și teme ce privesc siguranța în exploatarea a infrastructurii de transport a gazelor cum ar fi protecția față de posibile atacuri cibernetice.

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 vederea dezvoltării proiectelor de infrastructură în domeniul gazelor naturale în colaborare cu Republica Moldova. Aceasta a derulat activități intense, în colaborare cu alte entități din cadrul companiei și cu Vestmoldtransgaz în special, pentru dezvoltarea proiectului gazoductului Ungheni-Chișinău de pe teritoriul Moldovei.

În scopul realizării și implementării proiectului tehnic pentru gazoductul Ungheni-Chișinău, reprezentanții Transgaz la Chișinău au facilitat și participat la multiple întâlniri cu entități administrative și din domeniul energetic al Republicii Moldova (guvern, ministere, Primăria Chișinău, ANRE, Moldovagaz SA, Chișinăugaz, etc.).

În paralel, activitatea reprezentanței a constat în susținerea demersurilor SRL Eurotransgaz din Republica Moldova (subsidiara SNTGN Transgaz SA) în îndeplinirea obiectului de a participa cu succes la concursul investițional de privatizare al Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz. Ca urmare, 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 SRL Eurotransgaz a semnat contractul de preluare a Vestmoldtransgaz Chișinău.

Reprezentanța s-a implicat în organizarea și bunul mers al vizitei oficiale la Chișinău al Prim-Ministrului României în 27 Februarie 2018, precum și al întrevederilor interministeriale din cursul lunii Martie a.c.

Relațiile de colaborare cu ministerele de resort.

În cursul anului 2018 au fost transmise către Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Ministerul Afacerilor Externe, precum și către Guvernul României, informări cu privire la stadiul proiectelor strategice derulate de Transgaz, a proiectelor regionale de transport gaze naturale cu impactarea României și relațiile de colaborare cu partenerii externi. De asemenea au fost transmise ministerelor de resort răspunsuri la solicitările de informații privind colaborările externe.

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

3.4. Acorduri de Interconectare

Acordurile de Interconectare încheiate în perioada 2013 -2016:

- **Acordul de Operare pentru Punctul de Interconectare Ungheni**, încheiat cu Vestmoldtransgaz, Republica Moldova, în data de 14.08.2014;
- **Acordul de Interconectare pentru Punctul de Interconectare 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 2017-2018 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).

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**. Perioada de garanție a proiectului SCADA s-a terminat la data de 30.11.2018.

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 anul 2018, s-au desfășurat activități tehnice de integrare de noi echipamente în sistemul SCADA:

Tip locație	Tip echipament	Bucăți
SRM	Convertor de volum - PTZ4	52
	Gazcromatograf - ABB	5
	Automat programabil PLC	11
	Traductor presiune	4
	Instalație odorizare	8

Situație privind realizarea preluării parametrilor tehnologici în punctele de interconectare la 31.12.2018

Punct de interconectare	Situație	
	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>).	Nu există solicitare.
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 anul 2018 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), pentru asigurarea compatibilității operării acestuia cu sistemele de transport similare europene în vederea integrării în piața unică europeană

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 31.12.2018:

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	13.381 553
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.130 (1.237 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	5
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG)	buc	6
Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.039
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902

Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2018

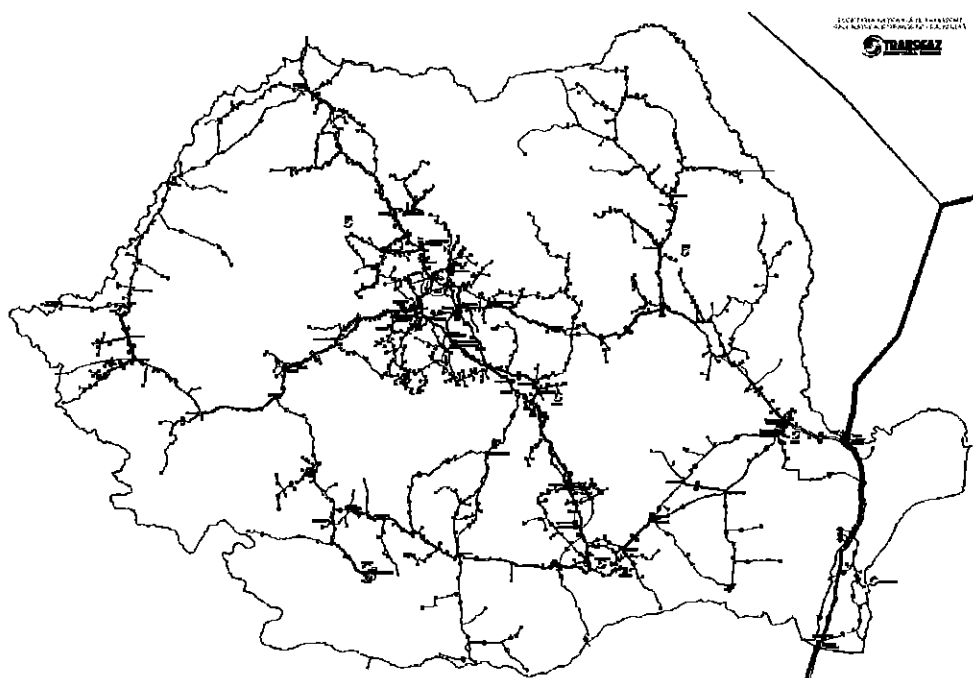


Figura 13-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

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	6.628	350	149
Între 30 și 40 ani	2.001	164	60
Între 20 și 30 ani	692	302	252
Între 10 și 20 ani	1.505	859	575
< 10 ani	760	120	201
TOTAL	11.586	1.795	1.130 SRM-uri (1.237 direcții de măsurare)
	13.381		

Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 31.12.2018, din perspectiva duratei de funcționare

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport gaze naturale, din cei **13.381 km** aflați în exploatare, cca. **81% au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani**, apropiată de durata lor normală de funcționare. Diagnosticările efectuate până în anul 2018 (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 cursul anului 2018 s-au efectuat inspecții cu PIG inteligent pe un total de 625 km de conducte și anume: conducta 40" Isaccea – Negru Vodă, TRANZIT1 având lungimea de 183 km, conducta 28" Medieșu Aurit – Sărmășel având lungimea de 208 km, conducta 24" Band-Crăciunel având lungimea de 83km, conducta 24" Crăciunel-Băcia având lungimea de 83km și conducta 20" Giurgiu – Podișor având lungimea de 67Km. Au fost efectuate curățiri interioare pe 23 de conducte cu o lungime totală de **2021 km**. 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 **1.039** stații de protecție catodică a conductelor.

Aproximativ **95,6 %** din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic. În anul 2018 au fost realizați **206,55** km de măsurători intensive.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.237** de SRM-uri (direcții de măsurare), **49** 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 **1.237** SRM-uri (direcții de măsurare) 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. În vederea asigurării continuității activităților de mentenanță ale celor trei stații de comprimare în anul 2018 s-au încheiat contracte de servicii pentru:

- verificare automatizare și linii de vibrații la stațiile de comprimare
- revizii tehnice și servicii la instalația de aer instrumental la STC Șinca (grupuri SOLAR).

A fost achiziționată o "Stație mobilă de comprimare-recuperare gaze naturale" din conducte avariate. Echipamentul a fost livrat și testat, urmând a se efectua o analiză de oportunitate și un grafic de lucrări la care este oportună intervenția cu acest echipament.

Dispercerizarea gazelor în SNT se realizează prin manevre efectuate în nodurile de interconectare ale principalelor conducte de transport. Majoritatea nodurilor sunt dotate cu robinete de manevră cu acționare manuală și echipamente pentru urmărirea parametrilor, cele mai multe fiind depășite din punct de vedere a performanțelor și a siguranței în exploatare.

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 **599** sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate. Din cele **599** sisteme moderne, un număr de **36** sunt de tip centralizat–deservind mai multe puncte de livrare. **303** 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 **14** instalații sunt de tip centralizat.

În anul 2018 s-au înlocuit un număr de **23** instalații vechi de odorizare cu unele automate, s-au achiziționat un număr de **36** instalații de odorizare automate și s-a prevăzut bugetarea în PRRASM 2019 a achiziției unui număr de **117** 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

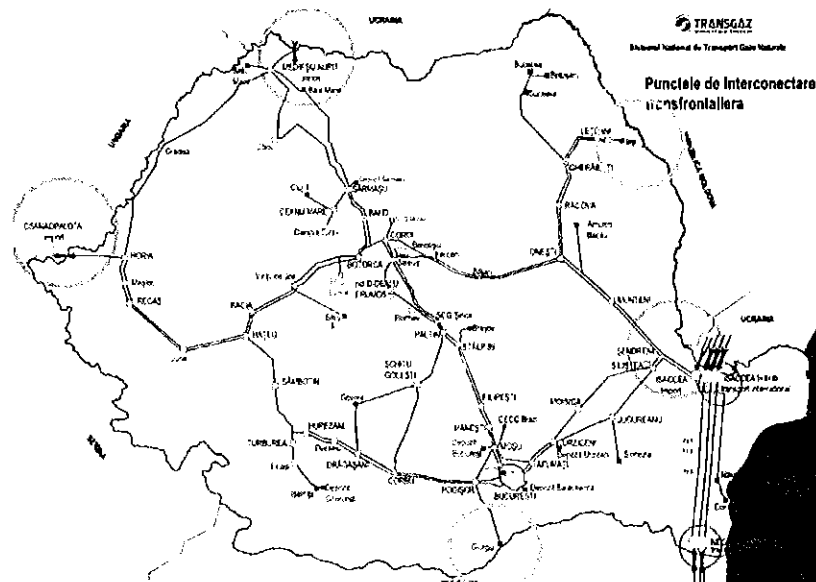


Figura 14-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

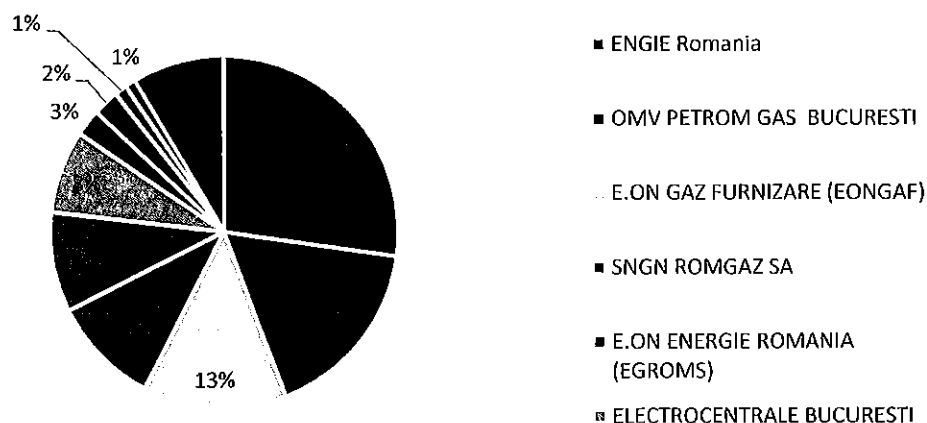
3.6.2. Activitatea de operare

În perioada **1 octombrie 2017–30 septembrie 2018** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 74/ 2 august 2017**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport.

În perioada **1 octombrie 2018–31 decembrie 2018** 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.

Principalii beneficiari ai serviciului de transport gaze naturale în perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2018 :

Nr. Crt.	Principalii utilizatori de rețea	VAL. FACTURATĂ FĂRĂ TVA (LEI)	%
1	ENGIE Romania SA	319.677.364,33	27,28%
2	OMV PETROM GAS SRL	199.222.383,07	17,00%
3	E.ON GAZ FURNIZARE SA	156.005.908,77	13,31%
4	SNGN ROMGAZ SA	117.651.626,99	10,04%
5	E.ON ENERGIE ROMANIA SA	107.724.564,69	9,19%
6	ELECTROCENTRALE BUCURESTI	89.597.128,17	7,65%
7	OMV PETROM SA	28.950.571,46	2,47%
8	PREMIER ENERGY SRL	28.215.281,27	2,41%
9	MET ROMANIA ENERGY MARKETING	13.944.360,45	1,19%
10	TINMAR ENERGY SA	11.374.248,24	0,97%
11	ALȚI UR	99.446.256,09	8,49%
	TOTAL	1.171.802.355,84	100%



Grafic 10- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -31 decembrie 2018

În anul 2018 s-au încheiat și semnat cu utilizatorii de rețea, **848 contracte** pentru servicii de transport gaze naturale anuale, trimestriale, lunare și zilnice pentru punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport, inclusiv pentru punctele de interconectare Csanadpalota, Ruse-Giurgiu, Negru Voda 1, Negru Voda-localitate, Mangalia-localitate.

Total contracte pe SNT în perioada ianuarie-decembrie 2018:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	83	154	358	81	676

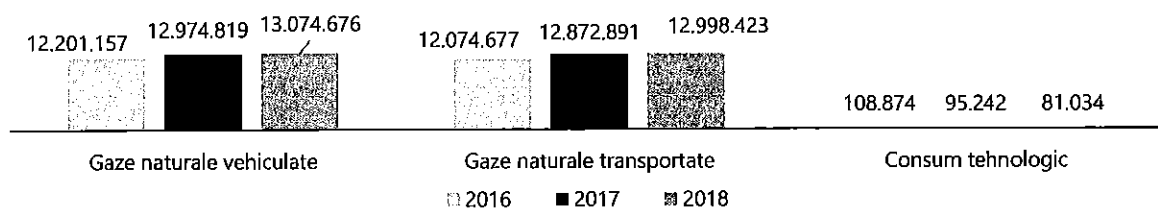
Total contracte în punctele de interconectare încheiate pe RBP în perioada ianuarie-decembrie 2018:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	7	16	37	112	172

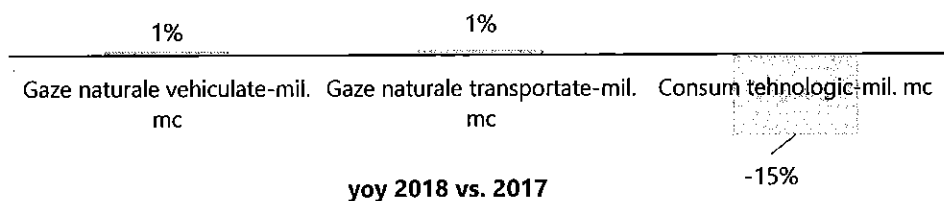
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în perioada 2016-2018, este următoarea:

Indicator	UM	2016	2017	2018	+/-	%
0	1	2	3	4	5=4-3	6=4/3-1
Gaze naturale vehiculate	mii mc	12.201.157	12.974.819	13.074.676	99.857	1%
Gaze naturale transportate	mii. mc	12.074.677	12.872.891	12.998.423	125.532	1%
Consum tehnologic	mii. mc	108.874	95.242	81.034	-14.208	-15%
Pondere consum tehnologic/ gaze vehiculate	%	0,89%	0,73%	0,62%		

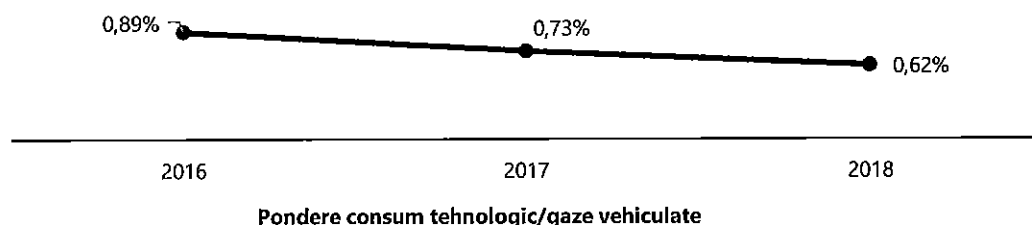
Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic în perioada 2016-2018



Grafic 11-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic în perioada 2016-2018



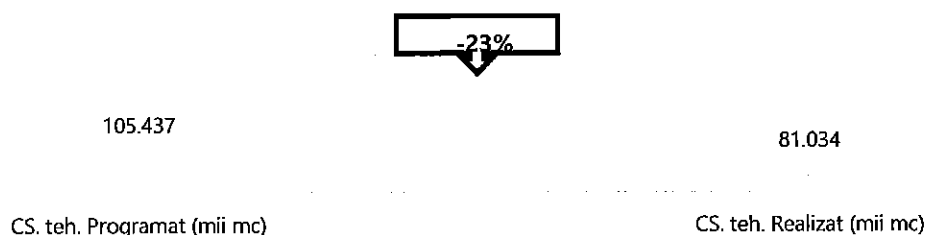
Grafic 12-Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic 2018 vs. 2017



Grafic 13-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2016-2018

	2016	2017	2018
CS.THN PROGRAMAT-mii mc	119.823	105.346	105.437
CS.THN REALIZAT-mii mc	108.874	95.242	81.034

Tabel 11- Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2016-2018



Grafic 14-Nivelul consumului tehnologic total realizat vs. total programat 2018

Astfel, după cum se poate observa, în anul 2018, comparativ cu anul precedent, evoluția consumului tehnologic pe SNT a înregistrat un trend descendent, acesta fiind cu 15% mai mic decât cel înregistrat în anul 2017 și cu 23% mai redus față de nivelul programat pentru anul 2018.

3.6.3. Politica de investiții

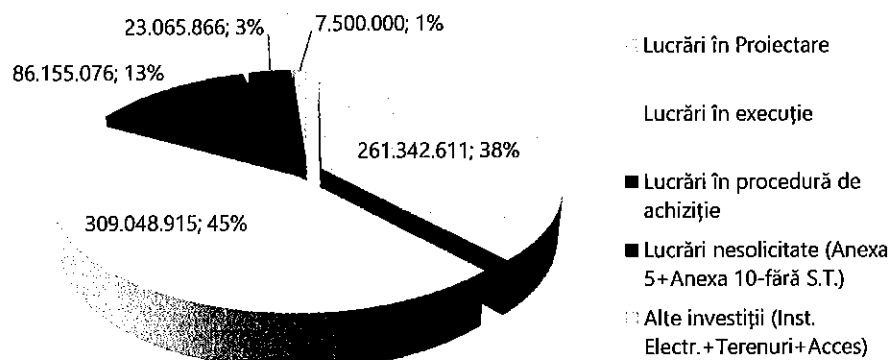
Programul de modernizare și dezvoltare investiții

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

Valoarea Programului de investiții pentru anul 2018, aprobată în bugetul de venituri și cheltuieli pe 2018, este de **687.112.468 lei**.

Din valoarea totală bugetată a PMDI 2018, în luna ianuarie 2018, lucrările în execuție reprezentau 45%, lucrările în proiectare 38%, iar lucrările în achiziție 13%.

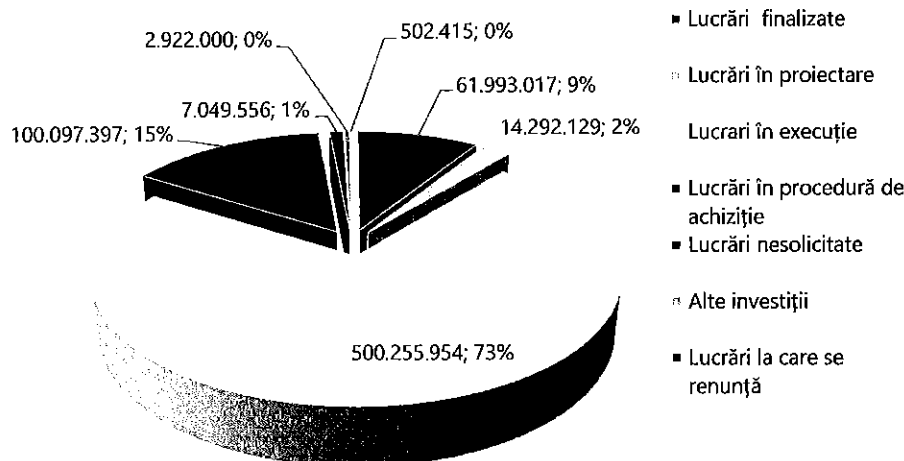
STADIU PMDI IANUARIE 2018



Grafic 15-Stadiu PMDI -ianuarie 2018

La data de 31.12.2018, raportat la valoarea bugetată, lucrările finalizate reprezentau 9%, lucrările în execuție 73%, lucrările în proiectare 2%, lucrările în procedură de achiziție 15%, iar lucrările pentru care nu au fost transmise documentațiile necesare pentru demararea achiziției, utilajele și echipamentele la care se renunță, precum și alte investiții reprezentau un procent de 1%.

STADIU PMDI DECEMBRIE 2018



Grafic 16-Stadiu PMDI-decembrie 2018

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
- înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I;
- conducta de racord DN700 SRM SIDEX GALATI;
- SRM Ișalnița;
- SRM Dej II;
- conducta de transport gaze DN700 Gănești-Idrifaia-Coroi
- lucrări privind punerea în siguranță traversare aeriană pârâu Vețca cu conducta DN600 Coroi-Bordoșiu, zona Bordoșiu;
- apărare mal pe conductele DN500 Botorca-Arad și Coroi-Maşloc, zona Zeicani;

- nod tehnologic Moisca-automatizări;
- lucrări privind punerea în siguranță racord de alimentare cu gaze naturale SRM BRĂILA, zona Ferma Agricolă;
- montare gări de primire/lansare godevil la posada pentru conductele Ø20" Stâlp 89 - Posada și Ø20" Posada – Moșu;
- 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
- interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 si reverse flow Isaccea

Principalele lucrări finalizate în 2018 sunt:

- punerea în siguranță a conductei DN800 Șendreni-Siliștea-București, zona Scorțaru Vechi- Comăneasca;
- punerea în siguranță conducta TRANZIT 3, în zona Ceamurlia;
- conducta de transport gaze Ø12" Negru Voda - Techirghiol - etapa II (tronson Pecineaga - Techirghiol - revizia 1)
- conducta de transport gaze Ø 28 " Gănești - Idrifaia - Coroi
- montare gară de primire godevil DN 500 mm pe conducta Șendreni – Albești
- punerea în siguranță conductă Tranzit 1, în zona Camena
- lucrări privind punerea în siguranță racord de alimentare cu gaze naturale Ø10" SRM Breaza
- modernizare și extindere ERP MAIS;
- diverse utilaje, echipamente și dotări;
- lucrările de racordare la SNT conform HG 1043/2004 înlocuit de Ordinului ANRE 82/2017 pentru:
 - racord și SRM Arc Parc Dej;
 - racord și SRM Ghercești;
 - racord și SRM Zagna Vădeni

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 capacitaților de transport spre Republica Moldova
 - conducta de transport gaze DN700 Onești - Gherăiești – Lețcani
 - stații de comprimare Onești și Gherăiești, automatizare si securizare conductă
 - achiziție grupuri de comprimare
 - achiziție robinete și îmbinări electroizolante monobloc
 - achiziție material tubular și curbe
- dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la Țărnul Mării Negre (Țărnul Mării Negre - Podișor)
- consolidarea sistemului de transport în România, între Onești - Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea - faza 2 - modernizarea SCG Onești și modernizarea SCG Siliștea
- modernizare SMG Isaccea 1
- 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)

În realizarea unor obiective de investiții se întâmpină încă greutăți, 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 250 Câmpulung Moldovenesc-Vatra Dornei, (tronson Pojorâta-Vatra Dornei în lungime de 25,8 km);
 - conducta de transport gaze naturale DN 700 Moșu-Buciumeni;
 - devierea conductei de transport gaze DN350 Tisăuți-Bucecea, zona Salcea.
- lipsa acordurilor proprietarilor de teren pentru următoarele obiective investiționale:
 - deviere conducta DN 300 Moinești-Dărmănești, zona Dărmăneasca;
 - lucrări privind punerea în siguranță racord de alimentare cu gaze naturale SRM Răcăciuni, zona popas turistic Dumbrava
 - sistematizare conducte în zona Nodului Tehnologic Moșu;
 - modernizare alimentare cu gaze naturale a mun. Ploiești
- lipsa ofertanților pentru lucrările investiționale aflate în procedura de achiziție sau depunerea de oferte neconforme, au dus la necesitatea reluării procedurii de achiziție și mai apoi la întârzieri în realizarea obiectivelor propuse.

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

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ pentru proprietarii care nu și-au dat acordul pentru accesul în teren al constructorilor s-au deschis acțiuni în instanță; ▪ 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; ▪ 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. |
|---|

3.6.4 Politica privind mentenanța SNT

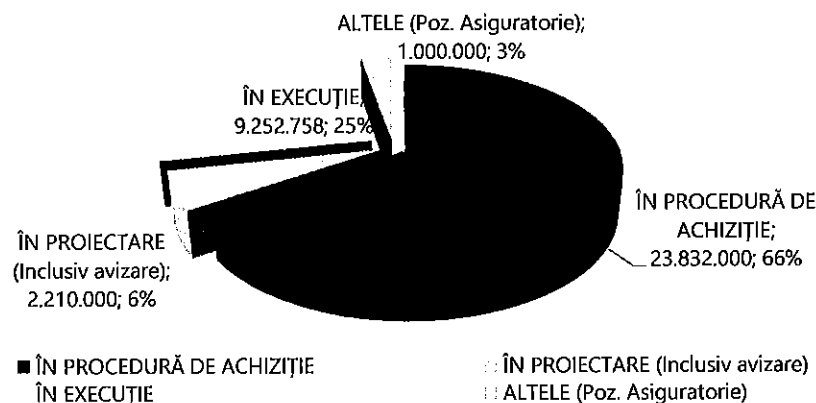
Programul de reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță

Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2018 are o valoare alocată de **70.770.845 lei** din care 39.319.676 lei pentru *Lucrările de reparații și reabilitare a SNT* și 31.451.169 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 2018, lucrările în execuție reprezentau 25%**, lucrările în proiectare 6%, cele mai multe poziții de buget fiind în stadiu procedural de achiziție 66% după cum se poate observa din histograma de mai jos:

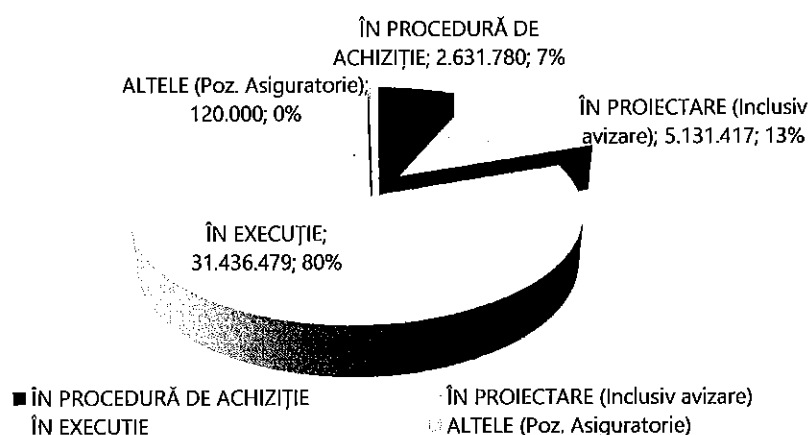
**PRRASM 2018-Reparații și Reabilitări SNT
Ianuarie 2018**



Grafic 17 - PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Ianuarie 2018

La data de 31 decembrie 2018, lucrările de reparații și reabilitare (Anexele 1, 2 și 8 din PRRASM 2018) aflate în curs de execuție au o pondere de 79,95 % raportat la valoarea bugetată ca urmare a finalizării proiectelor tehnice, și parcurgerea procedurilor de achiziție, respectiv a finalizării unor proceduri de achiziție prin încheierea contractelor de execuție și emiterea ordinelor de începere a lucrărilor.

**PRRASM 2018-Reparații și Reabilitări SNT
Decembrie 2018**



Grafic 18 - PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Decembrie 2018

Principalele contracte încheiate în anul 2018 sunt:

- Punere în siguranță tronson conducta Ø20" Adjudul Vechi-Siliștea, zonele Braniștea, Schela și Independența;
- Pregătirea conductei Φ20" Șendreni-Albești pentru transformare în conductă godevilabilă, jud. Buzău;
- Reparația conductei de transport gaze naturale Ø20" Băcia-Caransebeș în urma inspecției cu PIG inteligent;
- Reparația în regim urgență conducta 10" Suceava-Rădăuți, subtraversare râu Suceava, zona Milisăuți;
- Reparația conductei de transport gaze naturale Dn 800 mm Onesti-Coșmesti - Faza 1;
- Reparații la sediul ET Brăila;
- Reparații stadion Gaz Metan.

Proiecte tehnice finalizate în anul 2018:

- Traversare aeriana râu Visa cu conducta Ø10"-12" racord PM Soala, zona Agârbiciu (deviz nou);
- Reparația conductei de transport gaze naturale Dn 800 mm Onești-Cosmești - Faza 1.

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

- 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 Brasov et. I-a);
 - Conducta Ø28" Seleş Cristur Batani etapa 2B (jud. Harghita);
 - Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
- probleme cu acordurile proprietarilor de teren pentru următoarele obiective:
 - Conducta Ø6" racord alimentare ELSID Titu;
 - Conducta Ø28" Seleş Cristur Batani etapa 2B (jud. Harghita);
 - Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș -Brasov et. I-a);
 - Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
- necesitatea aplicării prevederilor OUG 79/2017 a dus la îngreunarea desfășurării și decontării lucrărilor pentru unele obiective aflate în execuție:
 - Conducta Ø20" Șendreni-Albești (jud. Brăila);
 - Conducta Ø28" Inel București tronson SRM Măgurele-SRM Linde Gaz;
 - Conducta Ø28" Seleş-Cristur-Batani etapa 2C (jud. Covasna).
- 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" Botorca-Arad, zona Zeicani;
 - Conducta Ø20" Onești-Racova-Gherăiești fir II.

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

- au fost refăcute și depuse la autoritățile competente, documentațiile pentru obținerea de avize/autorizații;
- în unele zone mai dificile, din punct de vedere al obținerii acordurilor de la proprietarii de terenuri sau la solicitarea administrațiilor locale, s-a luat decizia de reproiectare a traseului conductei sau a soluțiilor tehnice de realizare a construcției;
- au fost întocmite acte adiționale la contracte (și au fost elaborate referate) pentru toate lucrările de mentenanță-pentru aplicarea OUG 79/2017;
- lucrările nefinalizate de executanți au fost abordate cu forțe proprii (Sucursala Mediaș și ET);
- s-a propus abordarea achizițiilor defalcat pe județe pentru obținerea autorizațiilor, pentru a nu condiționa promovarea lucrărilor acolo unde sunt create toate condițiile, de

dificultățile întâmpinate în zonele cu probleme de avizare/autorizare din partea administrațiilor locale;

- au fost transmise solicitări de reevaluare a valorii estimate a lucrărilor, pentru lucrările la care nu au fost depuse oferte.

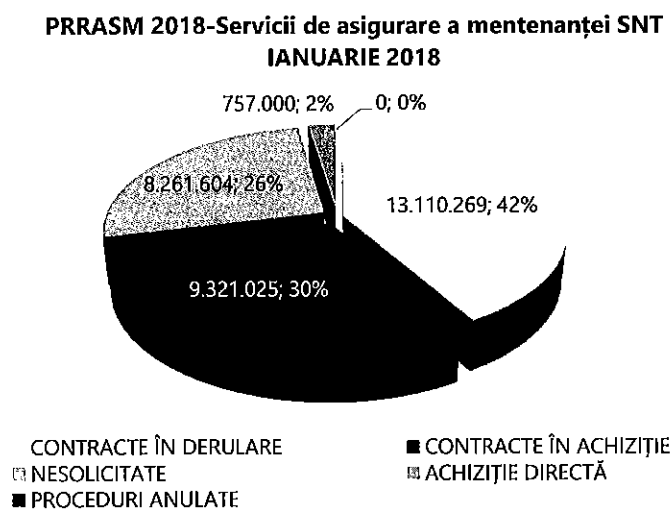
B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT

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

Alocările bugetare pentru unele prestații de reparații și servicii 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 **31.449.898 lei**, procentual reprezentând **44,4 %** din valoarea totală a Programului de Mentenanță .

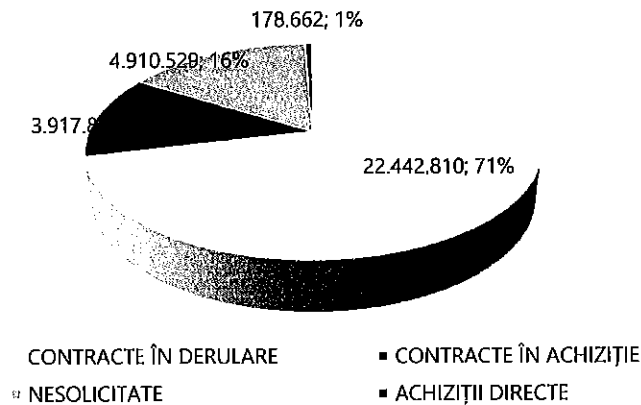
Din valoarea totală bugetată a Serviciilor de asigurare a mentenanței SNT, în luna ianuarie 2018, contractele în execuție reprezentau 42%, contractele aflate în proceduri de achiziție 30%, iar serviciile nesolicitate reprezentau 26%.



Grafic 19 - PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT
Stadiu Ianuarie 2018

La finele anului 2018, raportat la valoarea bugetată, **valoarea serviciilor de asigurare a mentenanței SNT aflate în derulare a crescut de la 42% la 71%**, ponderea contractelor aflate în proceduri de achiziție a scăzut la 12% iar ponderea serviciilor nesolicitate a scăzut la 16%, reprezentând în principal sume asigurate pentru apariția unor situații imprevizibile.

**PRRASM 2018-Servicii de asigurare a mentenanței SNT
DECEMBRIE 2018**



**Grafic 20 - PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT
Stadiu Decembrie 2018**

Principalele contracte încheiate în anul 2018:

- Servicii de diagnosticare conducte godevilabile;
- Servicii 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(BRML) , pentru sistemele de măsurare și verificări cantitative si calitative a gazelor naturale;
- Servicii de revizii și întreținere pentru parcul auto;

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. La fundamentarea **PAAS 2018** s-a luat în calcul **necesarul de lucrări, produse și servicii**, astfel cum au fost cuprinse în **Programul de Reparații Reabilitare și Asigurarea Serviciilor de Mentenanță, Programul de Proiectare, Programul de Cercetare, precum și Programul privind alte servicii executate de terți** în forma în care au fost aprobate prin HCA nr. 49/20.12.2016, respectiv **Programul de Modernizare, Dezvoltare Investiții și Programul de Aprovizionare**–programe aprobate prin HCA nr. 1/12.01.2017.

Programul cuprinde **totalitatea contractelor/acordurilor-cadru** pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le atribuie/încheie în decursul anului 2018. De asemenea procedurile demarate în 2017, care până la finalul anului nu au fost atribuite/nefinalizate au fost preluate în program pentru 2018 cu mențiunea ca acestea sunt în derulare din anii precedenți.

Valoarea totală a **Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2018**, aprobat inițial la 26.01.2018 a fost de **4.109.209.707,15 lei** din care **1.151.033.726,00 lei** aferenți investiției DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–AUSTRIA (Faza 1)–(PASS 2018 pentru BRUA–FAZA 1), iar după efectuarea a 24 rectificări/actualizări PAAS, devenite necesare ca urmare a revizuirii programelor de execuție ce au stat la baza fundamentării B.V.C., valoarea totală a PAAS a devenit **4.569.578.238,50 lei**, din care:

- **3.418.544.512,50 lei** aferent **Programului Anual de Achiziții Sectoriale (PAAS 2018)** și
- **1.151.033.726,00 lei** aferent Programului Anual de Achiziții Sectoriale pentru investiția **DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA - ROMÂNIA - UNGARIA - AUSTRIA (FAZA 1) (PAAS 2018 ptr. BRUA – FAZA 1).**

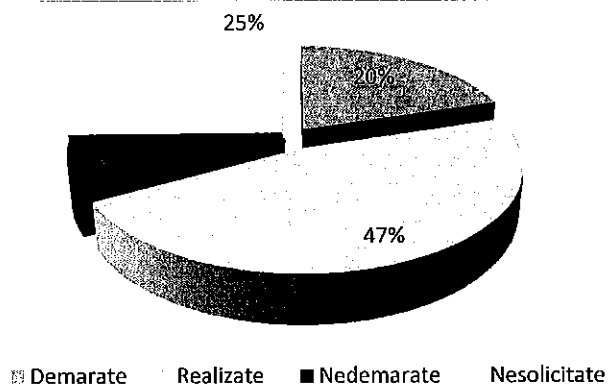
PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

În baza celor prevăzute în PAAS 2018 (secțiunea proceduri, actualizată) din **424 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate **au fost solicitate 317 proceduri din care 199 proceduri s-au finalizat (46,93%), iar 86 proceduri sunt demarate (20,28%),** în desfășurare în diferite stadii.

Pe lângă acestea un număr de **32 proceduri (7,55%),** sunt în stadiu curent **nedemarate** cu documentații intrate la DASC, iar până la **totalul pozițiilor active din program un număr de 107 poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/ servicii interesate** (reprezentând un procent de **25,4%**).

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri (fizic)		
Total proceduri la 31.12.2018, din care:	424	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	86	20,28%
- realizate	199	46,93%
- nedemarate	32	7,55%
- nesolicitate	107	25,24%



Grafic 21-Situația procedurilor de achiziții la 31.12.2018

Centralizator proceduri (valoric) - lei		
Total valoric la 31.12.2018, din care:	3.398.781.435,99	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	2.672.110.290,67	78,62 %
- realizate	343.809.119,00	10,12 %
- nedemarate (în lucru la DASC)	162.136.777,59	4,77 %
- nesolicitate	153.756.006,66	4,52 %

NOTĂ. Procentul pentru procedurile realizate reprezintă valoarea finală realizată raportată la valoarea estimată totală; iar pentru cele demarate dar nefinalizate și pentru cele nedemarate reprezintă valoarea estimată a acestora raportată la valoarea estimată totală (din acest motiv suma procentelor este mai mică de 100% aferentă diferențelor de valoare de la valorile estimate la cele adjudecate).

Pentru cele 199 de poziții realizate din PAAS 2018, secțiunea proceduri, situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
97	410.778.361,07	343.809.119,00	84

Situația totală a contractelor încheiate (care include și contractele subsecvente atribuite în baza acordurilor cadru, așa cum sunt prevăzute în anexa 1 la PAAS 2018) se prezintă schematic în tabelul următor:

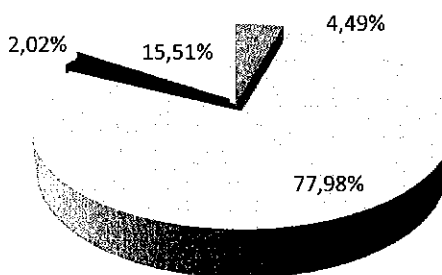
Tip contract	Total valoare contracte (lei fără TVA)	Număr de contracte acorduri cadru atribuite	Din care număr de contracte subsecvente	Valoare contracte subsecvente (lei fără TVA)	Valoare realizări din PAAS (lei fără TVA)
0	1	2	3	4	5=1-4
Contracte de lucrări	88.713.496,02	20	0	0	88.713.496,02
Contracte de servicii	121.712.167,68	196	97	38.329.996,42	83.382.171,27
Contracte de produse	187.738.258,97	107	12	16.023.807,16	171.713.451,71
TOTAL CONTRACTE	398.162.922,58	323	109	54.353.803,58	343.809.119,00

Tabel 12 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție – 31.12.2018

ACHIZIȚII DIRECTE:

În baza celor prevăzute în PAAS 2018 actualizat, din **445 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost solicitate **376 achiziții directe** din care **347 achiziții directe s-au finalizat (77,98%)**, iar **20 achiziții directe sunt demarate (4,49%)**, în desfășurare în diferite stadii. Pe lângă acestea, un număr de **9 achiziții directe (2,02%)** sunt în stadiu curent **nedemarate**, cu documentații intrate la DASC, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **69 poziții** sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate (reprezentând un procent de **15,51%**).

Centralizator achiziții directe (fizic)		
Total poz. la 31.12.2018, din care:	445	% de realizare achiziții directe
- demarate	20	4,49%
- realizate	347	77,98%
- nedemarate	9	2,02%
- nesolicitate	69	15,51%



■ Demarate ■ Realizate ■ Nedemarate ■ Nesolicitate

Grafic 22-Situația achizițiilor directe la 31.12.2018

Centralizator achiziții directe (valoric)		
Total valoric la 31.12.2018, din care:	19.763.076,51	% de realizare achiziții directe
- demarate	1.589.478,63	8,04 %
- realizate	9.200.704,09	46,56 %
- nedemarate	485.386,62	2,46 %
- nesolicitate	5.665.881,86	28,67 %

NOTĂ Procentul pentru achizițiile directe realizate prezintă valoarea finală raportată la valoarea estimată totală; iar pentru cele demarate dar nefinalizate și pentru cele nedemarate valoarea estimată a acestora raportată la valoarea estimată totală (din acest motiv suma procentelor este mai mică de 100% aferentă diferențelor de valoare de la valorile estimate la cele adjudecate).

Pentru cele **347 de poziții realizate** din PAAS 2018- Achiziții Directe situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
347	12.022.329,40	9.200.704,09	77 %

Situația centralizată a achizițiilor directe

În baza celor prevăzute în PAAS actualizat, și în urma solicitărilor departamentelor/ direcțiilor/serviciilor interesate în perioada 03.01-31.12.2018 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	3.414.180,8	22	3.414.180,8	0	0,00	0,00	0	0,00	3.414.180,8
Servicii	2.510.254,3	96	2.083.323,6	39	248.268,4	6.565,17	10	178.662,3	2.503.689,1
Produse	3.282.834,1	18	790.905,1	124	882.938,6	0,00	100	1.608.990,4	3.282.834,1
TOTAL	9.207.269,2	136	6.288.409,5	163	1.131.207	6.565,17	110	1.787.652,7	9.200.704

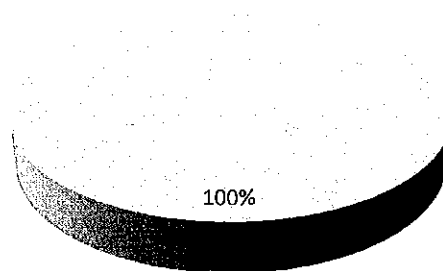
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 03.01-31.12.2018

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE-PAAS 2018 (pentru BRUA-FAZA 1)

În baza celor prevăzute în PAAS 2018 (ptr. BRUA-FAZA 1)-secțiunea proceduri, actualizată-respectiv din **4 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/ direcțiilor/serviciilor interesate **au fost demarate 4 proceduri, din care s-au finalizat 4 proceduri (100%)**.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA-FAZA 1 (fizic)		
Total poz. la 30.06.2018, din care:	4	% de realizare proceduri
- demarate	0	0,00%
- realizate	4	100,00%
- nedemarate	0	0,00%
- nesolicitate	0	0,00%



■ Demarate ■ Realizate ■ Nedemarate ■ Nesolicitate

Grafic 23-Situația procedurilor PAAS pentru BRUA-FAZA 1 la 31.12.2018

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA-FAZA 1 (valoric)

Total valoric la 30.06.2018, din care:	1.151.033.726,00	% de realizare proceduri
- demarate (estimat)	0,00	0,00%
- realizate (contracte încheiate)	945.897.225,37	82,18%
- nedemarate	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).

Pentru cele **4 poziții realizate** din PAAS 2018 pentru BRUA-FAZA 1 situația realizărilor față de valorile estimate se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS pentru BRUA-FAZA 1	Valoare estimată	Valoare realizată	%
4	1.151.033.726,00	945.897.225,37	82,18%

Situația totală a contractelor încheiate pentru PAAS 2018 (pentru BRUA-FAZA 1) se prezintă schematic în tabelul următor:

BRUA Tip Contract	BRUA Total valoare contracte/Comenzi (lei fără TVA)	BRUA Număr de contracte/acorduri cadru atribuite	BRUA Valoare realizări din PAAS 2018 pentru BRUA-FAZA 1 (lei fără TVA)
Lucrări	331.124.063,01	2	331.124.063,01
Servicii	0,00	0	0,00
Produse	614.773.162,36	2	614.773.162,36
TOTAL	945.897.225,37	4	945.897.225,37

Tabel 14-Situația contractelor încheiate pentru derularea proiectului BRUA în anul 2018

5. 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 31.12.2018 comparativ cu cea de la 31.12.2017 se prezintă astfel:

Denumire indicator	31.12.2018	31.12.2017	Dinamica
	mii lei	mii lei	%
0	1	2	3=1/2
Imobilizări necorporale	2.301.805	2.051.627	112,19%
Imobilizări corporale	513.263	558.555	91,89%
Imobilizări financiare	46.601	233	19.610,47%
Creanțe comerciale și alte creanțe	629.755	587.292	107,23%
Active immobilizate	3.490.424	3.197.707	109,15%
Stocuri	255.241	82.093	310,92%
Creanțe comerciale și alte creanțe	541.390	379.452	142,68%
Casa și conturi la bănci	708.752	1.062.352	66,72%
Active circulante –TOTAL	1.505.384	1.523.897	98,79%
TOTAL ACTIV	4.995.807	4.721.604	105,81%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	418.788	273.603	153,06%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	864.288	678.734	127,34%
Total datorii	1.283.076	952.336	134,73%
Capitaluri proprii	3.712.731	3.769.268	98,50%
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	1.640.299	1.696.835	96,67%
Total capitaluri proprii si datorii	4.995.807	4.721.604	105,81%

Tabel 15- Situația poziției financiare a societății în perioada 2017-2018

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 250.178 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2017, această creștere datorându-se în principal lucrărilor de investiții aferente proiectelor majore cuprinse în Planul de dezvoltare pe 10 ani.

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 preluat cu titlu gratuit.

Imobilizările corporale au înregistrat o scădere de 45.292 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2017, 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 46.368 mii lei pe seama majorării capitalului social a 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 31 decembrie 2018 cu suma de 42.463 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 **42.463** mii lei față de valoarea de la 31 decembrie 2017 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate.

Stocuri

La 31 decembrie 2018 stocurile au înregistrat o creștere de 173.148 mii lei comparativ cu valoarea de la 31 decembrie 2017, în special pe seama creșterii stocului de materiale necesare pentru execuția proiectului: "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" ("BRUA Faza 1").

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 31 decembrie 2018, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe a crescut cu 161.938 mii lei față de 31 decembrie 2017, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- creșterea **soldului creanțelor clienți cu 62.308. mii lei** determinată în special de creșterea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional;
- **creșterea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 26.499 mii lei;**
- **creșterea soldului altor creanțe cu 126.129 mii lei.**

Casa și conturi la bănci

La 31 decembrie 2018 numerarul societății a scăzut cu 353.600 mii lei comparativ cu sfârșitul anului 2017. Disponibilitățile din conturile bancare în lei au scăzut cu 204.834 mii lei și cele din conturile de depozite bancare în valută au scăzut cu 148.740 mii lei. Alte elemente de numerar și echivalente de numerar înregistrează o scădere de 26 mii lei comparativ cu anul 2017.

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 2017:

- **creșterea soldului datoriilor comerciale și a altor datorii cu 142.165 mii lei;**
- **creșterea provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 3.690 mii lei**, pe seama anulării provizionului cu participarea salariaților la profit aferent anului 2017, valoare acestuia fiind depășită cu 2.699 mii lei de provizionul constituit pentru anul 2018, a diminuării provizionului aferent contractului de mandat cu 555 mii lei față de cel aferent anului 2017 și constituirea unor provizioane suplimentare în valoare de 1.545 mii lei.
- **scăderea părții curente a provizionului pentru beneficiile angajaților cu suma de 669 mii lei.**

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- încasarea sumei de **163.300 mii lei** reprezentând valoarea rămasă din împrumutul contractat la data de 27 octombrie 2017 pentru finanțarea proiectului "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului National de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" ("BRUA Faza 1");
- **creșterea** provizionului pentru beneficiile angajaților cu suma de **11.218 mii lei**;
- **creșterea veniturilor înregistrate în avans și a subvențiilor cu 21.964 mii lei.** Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții". Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare societatea va înregistra creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și nu ca o subvenție iar activul necorporal se va prezenta în situațiile financiare la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.
- **reducerea datoriei privind impozitul pe profit amânat cu 59.045 mii lei** este cauzată în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz.

Capitaluri proprii

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat. Scăderea rezultatului reportat cu 56.537mii lei este determinată în special de repartizarea profitului pentru anul 2017 care a depășit profitul aferent anului 2018.

4.2 Rezultatul global

Situația contului de profit și pierdere în perioada 2017-2018:

Nr. crt.	Specificație	Realizări	
		2018	2017
0	1	3	2
1.	VENITURI		
1.1	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.608.437	1.719.993
1.2	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	405.794	63.950
1.3	Venituri din activitatea de echilibrare	235.427	120.686
1.4	Venituri financiare	46.844	190.546
2.	CHELTUIELI		
2.1	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.046.952	1.055.267
2.2	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	405.794	63.950
2.3	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	235.427	120.686
2.3	Cheltuieli financiare	25.449	150.227
3.	PROFIT BRUT. din care:	582.880	705.045
3.1	Rezultat din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	561.485	664.726
3.2	Rezultat din activitatea de echilibrare	0	0
3.3	Rezultat financiar	21.396	40.319
4.	IMPOZIT PE PROFIT	87.205	121.429
5.	PROFIT NET	495.675	583.616
6.	Alte elemente ale rezultatului global	-4.442	17.826
7.	Rezultatul global total aferent perioadei	491.233	601.442

Tabel 16-Situația contului de profit și pierdere 2018 vs2017

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12, realizate în anul 2018 comparativ cu anul 2017 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Specificații	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2018	2017	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Venituri din activitatea de transport			
	- mii lei	1.178.420	1.338.047	88,07
	- MWh*	139.164.634	138.108.028	100,77
	- lei/MWh	8,47	9,69	87,40
	- mii mc*	12.975.921	12.869.908	100,82
	- lei/1000 mc	90,82	103,97	87,35
3.	Venituri din activitatea de transport internațional			
	- mii lei	324.381	333.290	97,33
4.	Alte venituri din exploatare			
	- mii lei	105.636	48.656	217,11
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		1.608.437	1.719.993	93,51

* cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

Tabel 17- Veniturile activității de exploatare- Realizări 2018 vs 2017

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare realizate în anul 2018 comparativ cu anul 2017 se prezintă astfel:

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2018	2017	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Amortizare	188.022	184.475	101,92
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natura salarială și beneficii acordate angajaților	382.451	385.228	99,28
3.	Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate, din care:	96.881	105.032	92,24
	- Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport	70.003	73.831	94,81
	cantitate consum tehnologic MWh	847.810	1.012.875	83,70
	- Materiale auxiliare	23.789	23.664	100,53
	- Alte cheltuieli materiale	3.089	7.537	40,98
4.	Cheltuieli cu redevențe	151.027	167.134	90,36
5.	Întreținere și transport, din care	35.884	27.398	130,97
	- Lucrări, servicii executate de terți	21.646	13.954	155,12
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	76.448	71.564	106,83
	- Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	10.645	7.438	143,12
	- Impozit pe monopol	59.336	58.212	101,93
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	5.946	1.273	467,21
8.	Alte cheltuieli de exploatare	110.293	113.164	97,46
TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		1.046.952	1.055.267	99,21

Tabel 18- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2018 vs 2017

4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie la 31 decembrie 2018 este redată în tabelul următor:

INDICATOR	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2018	2017
Profit înainte de impozitare	582.880	705.045
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	188.022	184.475
Provizion pentru deprecierea imobilizărilor necorporale	3.814	1.847
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-182	-133
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	3.690	-422
Provizioane pentru garanții	698	2.614
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-22.886	-26.405
Provizioane pentru beneficiile angajaților	2.256	1.694
Provizioane pentru deprecierea imobilizărilor financiare	239	-
Provizioane pentru deprecierea stocurilor	8.169	9.089
Pierdere din creanțe și debitori diverși	4	3
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	18.335	26.554
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajaților	3.850	1.708
Venituri din dobânzi	-25.231	-22.903
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	137	364
Alte venituri	-153	-337
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	763.642	883.193
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	-183.630	110.307
(Creștere)/descreștere stocuri	-181.317	-7.468
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	-15.224	2.221
Numerar generat din exploatare	383.471	988.254
Dobândă plătită	0	0
Dobânzi primite	4.760	3.435
Impozit pe profit plătit	-127.665	-160.915
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	260.567	830.774
Flux de trezorerie din activități de investiții		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-252.495	-85.240
Încasări din cedarea de imobilizări corporale	296	281
Investiții imobilizări financiare	-45.607	-233
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	67.113	12.761
Numerar net utilizat în activități de investiții	-230.693	-72.431
Flux de trezorerie din activități de finanțare		
Împrumut	163.300	69.896
Dividende plătite	-546.773	-715.180
Numerar net utilizat în activități de finanțare	-383.474	-645.285
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	-353.600	113.059
Numerar și echivalent de numerar la început de an	1.062.352	949.293
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	708.752	1.062.352

Tabel 19 - Situația fluxurilor de trezorerie – 2018 vs 2017

Din analiza fluxului de numerar la 31 decembrie 2018 se constată o **scădere a disponibilităților** cu **353.600 mii lei** comparativ cu 31 decembrie 2017.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar sunt:

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 260.567 mii lei, cu 570.207 mii lei mai mare decât în anul 2017;
- fluxul de numerar din activitatea de investiții este de -230.693 mii lei, cu 158.262 mii lei mai mic decât în anul 2017;
- fluxul de numerar din activitatea de finanțare este de -383.474 mii lei, cu 270.811 mii lei mai mare decât în anul 2017.

La data de 31 decembrie 2018, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 708.590 mii lei, din care 77,94% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

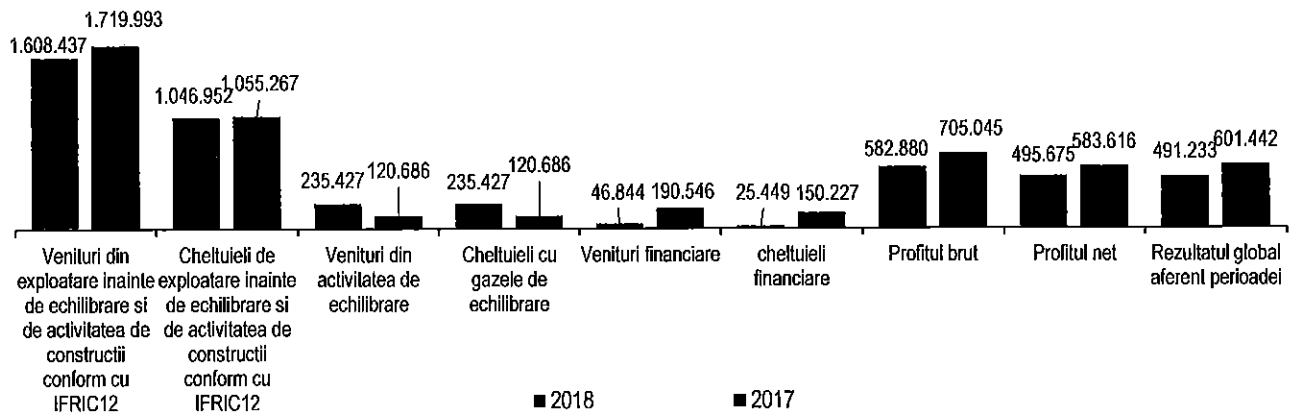
4.4 Analiza factorială a activității

Realizări 2018 versus Realizări 2017

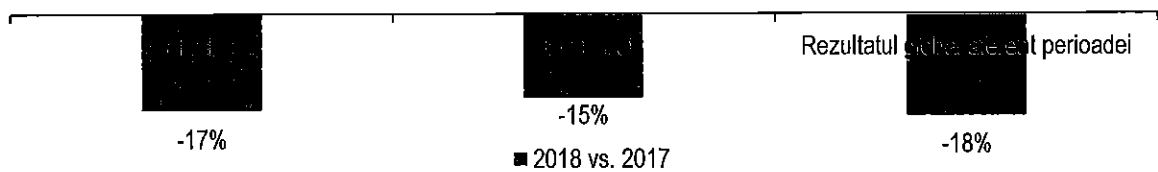
Situația rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2018 față de realizările perioadei similare ale anului 2017 este prezentată în tabelul de mai jos:

<i>mii lei</i>			
Denumirea	Realizat 2018	Realizat 2017	Modificări
0	1	2	4=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.608.437	1.719.993	-6%
Venituri din activitatea de echilibrare	235.427	120.686	95%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	405.794	63.950	535%
Venituri financiare	46.844	190.546	-75%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.046.952	1.055.267	-1%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	235.427	120.686	95%
Costul activelor conform cu IFRIC12	405.794	63.950	535%
Cheltuieli financiare	25.449	150.227	-83%
PROFITUL BRUT -total, din care:	582.880	705.045	-17%
din exploatare	561.485	664.726	-16%
din activitatea financiară	21.396	40.319	-47%
Impozitul pe profit	87.205	121.429	-28%
PROFITUL NET	495.675	583.616	-15%
Alte elemente ale rezultatului global	-4.442	17.826	X
Rezultatul global total aferent perioadei	491.233	601.442	-18%

Tabel 20 - Rezultatele financiare 2018 vs. 2017



Grafic 24 - Rezultate financiare 2018 vs. 2017 (mii lei)



Grafic 25- Rezultate financiare 2018 vs 2017 (%)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 scad cu 6% față de realizările anului 2017, înregistrându-se o scădere de **111.556 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- **veniturile obținute din rezervarea de capacitate** mai mici cu **33.854 mii lei** pe seama:
 - **capacității rezervate** mai mici cu 3.855.158 MWh, cu influență negativă de 9.144 mii lei;
 - **tarifului de rezervare a capacității** mai mic cu 0,07 lei/MWh, cu influență negativă de 24.710 mii lei.
- **veniturile obținute din componenta volumetrică** mai mici cu **125.773 mii lei** din cauza:
 - **tarifului volumetric** mai mic cu 0,93 lei/MWh cu o influență nefavorabilă de 130.632 mii lei;
 - **cantității de gaze transportate** mai mare față de anul 2017 cu 1.056.605 MWh/106.013 mii mc, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		12 luni 2018	12 luni 2017	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	60.559.629	59.201.654	1.357.975
	Mii mc	5.672.485	5.537.653	134.832
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	78.605.004	78.906.375	-301.371
	Mii mc	7.303.436	7.332.255	-28.819
Total*)	MWh	139.164.633	138.108.028	1.056.605
	Mii mc	12.975.921	12.869.908	106.013

*) cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

Tabel 21 - Cantitatea de gaze naturale facturate 2018 vs. 2017

Scăderea tarifelor în anul 2018 față de anul 2017 se datorează în principal:

- scăderii venitului aprobat în anul gazier octombrie 2017- septembrie 2018 (954.322 mii lei) față de venitul aprobat în anul gazier octombrie 2016 – septembrie 2017 (1.101.667 mii lei) în principal pe seama diferențelor de ajustare a venitului în anul gazier 2017-2018 (componenta de redistribuire a sporului de eficiență, componenta de corecție a venitului total, etc);
 - scăderii 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 2016-2017 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrice reprezenta 40% din venitul total în timp ce în anul gazier 2017-2018 a scăzut la 35% din venitul total, iar în anul gazier 2018-2019 la 30%.
- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mici cu **8.909 mii lei** datorită variațiilor cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
 - *alte venituri din exploatare* mai mari cu **56.980 mii lei**.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **114.741 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 692.564 MWh cu influență favorabilă de 55.754 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mare cu 26,91 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 58.987 mii lei.

Veniturile din activitatea de construcții mai mari cu **341.844 mii lei**, înregistrate în conformitate cu IFRIC 12, conform căruia veniturile și costurile aferente serviciilor de construire sau îmbunătățire a rețelei de transport, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal, trebuie recunoscute în conformitate cu IAS 11, Contracte de construcții.

Veniturile financiare cu o influență negativă de **143.702 mii lei** datorită reluării în anul 2017 la venituri a provizionului constituit pentru deprecierea participației Transgaz la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH în valoare de 138.544.435 lei. În luna septembrie 2017 s-a obținut decizia Tribunalului Comercial Viena prin care societatea Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC") a fost radiată iar societatea a scos la 30 septembrie 2017 din evidențele sale contabile activul în valoare de 138.544.435 lei concomitent cu reluarea la venituri a provizionului constituit în anii precedenți pentru aceeași valoare.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **1%** față de anul 2017, nivelul acestora fiind cu **8.314 mii lei** mai mic.

Societatea a înregistrat economii de 29.906 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- consumul și pierderile tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport au scăzut cu **3.828 mii lei** datorită a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică cu 165.065 MWh/14.208 mii mc (▼16%), cu o influență favorabilă de 12.032 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție pe anul 2018 mai mare față de anul 2017 cu 9,68 lei/MWh, cu o influență negativă de 8.204 mii lei;
- cheltuieli cu redevențe: 16.107 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 2.871 mii lei, în principal pe seama reducerii provizioanelor pentru deprecierea activelor curente;
- alte cheltuieli materiale: 4.323 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 2.777 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 21.591 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu amortizarea mijloacelor fixe: 3.547 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 8.486 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 4.884 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 4.674 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o scădere de **124.779 mii lei** pe seama eliminării din evidențele contabile la 30 septembrie 2017 a activului în valoare de 138.544.435 lei reprezentând participația Transgaz la capitalul social al societății Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC").

Comparativ cu realizările anului 2017 profitul brut realizat pe anul 2018 este mai mic cu 17%, respectiv cu 122.165 mii lei.

Realizări 2018 versus Buget 2018

Principalii indicatori economico-financiar realizati la 31 decembrie 2018, comparativ cu prevederile din BVC aprobat prin Hotărârea AGOA nr.2/06 martie 2018 sunt prezentați în tabelul următor:

(mii lei)

Denumirea	BVC 2018	Realizat 2018	Modificări
0	1	2	3=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.456.159	1.608.437	10%
Venituri din activitatea de echilibrare	19.108	235.427	1.132%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.009.821	405.794	-60%
Venituri financiare	33.810	46.844	39%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.220.258	1.046.952	-14%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	19.108	235.427	1.132%
Costul activelor conform cu IFRIC12	1.009.821	405.794	-60%
Cheltuieli financiare	15.000	25.449	70%

Denumirea	BVC 2018	Realizat 2018	Modificări
0	1	2	$3=1/2 \times 100 - 100$
PROFITUL BRUT -total, din care:	254.711	582.880	129%
- din exploatare	235.902	561.485	138%
- din activitatea financiară	18.810	21.396	14%
Impozitul pe profit	41.553	87.205	110%
PROFITUL NET	213.158	495.675	133%

Tabel 22- Rezultate financiare 2018 vs. Buget 2018

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **152.277 mii lei** față de cele prevăzute în BVC. Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **140.295 mii lei**, datorită:
 - *capacității rezervate* mai mari cu 23.530.145 MWh cu o influență pozitivă de **47.648 mii lei**;
 - *tarif rezervare capacitate* mai mare cu 0,277 lei/MWh cu influență pozitivă de **97.592 mii lei**;
 - *cantității de gaze transportate* mai mare față de cea planificată cu 2.376.357 MWh/131.951 mii mc cu o influență pozitivă de **4.902 mii lei**;
 - *tarif volumetric* mai mic cu 0.082 lei/MWh cu influență negativă de **9.848 mii lei**.
- Veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o scădere de **697 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 crescut cu **12.680 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **216.320 mii lei** pe seama următorilor factori:

- preț de tranzacționare mai mare cu 22,19 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 48.643 mii lei;
- cantitate mai mare cu 1.967.502 MWh cu influență favorabilă de 167.686 mii lei.

Veniturile financiare au înregistrat o creștere de **13.035 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC datorită diferențelor de curs valutar.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o scădere de **14%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **173.306 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

S-au înregistrat economii de 199.155 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **26.301 mii lei**, datorită a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 366.614 MWh/32.996 mii mc (▼30%), cu o influență pozitivă de 29.072 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel prevăzut în BVC cu 3,27 lei/MWh cu o influență negativă de 2.772 mii lei;

- întreținere și transport: 52.004 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 13.613 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 66.423 mii lei;
- amortizare: 34.676 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 4.768 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 1.371 mii lei;

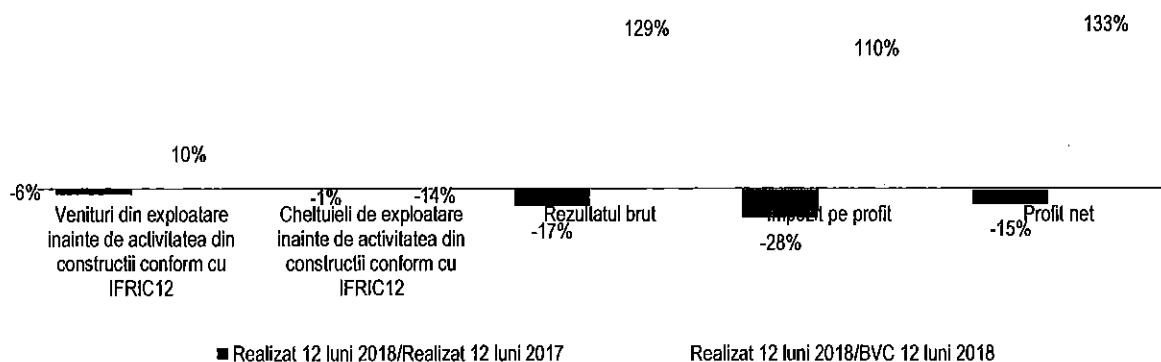
S-au înregistrat depășiri de 25.849 mii lei, la cheltuieli cu redevențe și alte cheltuieli de exploatare.

Cheltuielile financiare sunt mai mari decât nivelul prevăzut în BVC cu **10.449 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Profitul brut este cu **129% mai mare față de program**, nivelul acestuia fiind cu **328.169 mii lei superior prevederilor din BVC**, iar **profitul net** cu **133% mai mare decât cel programat**, respectiv cu **282.517 mii lei mai mare decât cel din BVC**.

	Realizat 12 luni 2018 vs. Realizat 12 luni 2017	Realizat 12 luni 2018 vs. BVC 12 luni 2018
Venituri din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	-6%	10%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	-1%	-14%
Rezultatul brut	-17%	129%
Impozit pe profit	-28%	110%
Profitul net	-15%	133%

Tabel 23 – Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și Realizări 12 luni 2018 vs. BVC (%)



Grafic 26- Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și realizări 12 luni 2018 vs. BVC 2018

Realizări 2018 versus Plan de administrare 2018

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 mai jos:

(mii lei)

Nr. crt	Criteriu de performanță	Plan administrare 2018	Realizat 2018	%	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	1.002.101	825.782	121%	176.319
3.	Rata lichidității imediate	1,39	2,99	215%	1,60
4.	Rata de îndatorare netă	3,00	0,31	964%	2,69
5.	EBITDA-mii lei	458.599	749.506	163%	290.907

Tabel 24 – Realizări 2018 vs. Plan de administrare 2018

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:

	31 decembrie 2018	31 decembrie 2017
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului USD cu 10%	121.191	38.536
Deprecierii dolarului USD cu 10%	(121.191)	(38.536)
Aprecierii Euro cu 10%	36.181.580	64.842.955
Deprecierii Euro cu 10%	(36.181.580)	(64.842.955)

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 2.940.121 lei (decembrie 2017 : 3.067.062 lei).

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

Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin depozitele la bănci. Societatea nu a încheiat nici un fel de angajamente în vederea diminuării riscului.

Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 3.051.941 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2017 : 3.629.530 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 31 decembrie 2018 (31 decembrie 2017: 61%). 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.

	31 decembrie 2018	31 decembrie 2017
Fără rating	2.106.827	4.400.920
BB	-	355.439.685
BB+	347.913.691	-
BBB-	13.569.848	3.901.284
BBB	-	224.008.353
BBB+	344.645.980	474.084.727
A	137.989	138.479
AA	-	190.822
AA-	216,037	-
	708.590.372	1.062.164.270

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

Riscul de lichiditate

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

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

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

Societatea investește numerarul suplimentar în conturi curente purtătoare de dobândă și în depozite la termen, alegând instrumente cu maturități adecvate sau lichiditate suficientă pentru a oferi cadrul adecvat, stabilit conform prevederilor menționate mai sus.

Tabelul de mai jos prezintă obligațiile la 31 decembrie 2018 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2018 este următoarea:

	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	258.674.859	258.674.859	-	-
	517.953.303	261.796.174	70.206.550	70.206.550

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2017 este următoarea:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	78.443.204	830.048	17.885.494	59.727.662
Datorii comerciale și alte datorii	127.068.682	127.068.682	-	-
	205.511.886	127.898.730	17.885.494	59.727.662

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:

	31 decembrie 2018	31 decembrie 2017
Active financiare		
Numerar și echivalente de numerar	417.345.117	622.330.653
Depozite bancare la termen	291.407.201	440.021.181
Credite și creanțe	1.295.387.229	1.004.745.959
Active financiare disponibile pentru vânzare	70.417.542	24.578.237
Ajustări privind activele financiare disponibile pentru vânzare	(24.816.713)	(24.578.237)
	2.049.740.376	2.067.097.793
Datorii financiare		
Datorii evaluate la cost amortizat		
Împrumuturi	233.195.000	69.895.500
Datorii evaluate la valoare justă:		
- Garanții financiare contracte	6.311.084	5.488.821
- Datorii comerciale și alte datorii	252.363.775	121.579.861
	491.869.859	196.964.182

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, Transgaz 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 2018, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2017 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 31 decembrie 2018 și negativ la 31 decembrie 2017:

	31 decembrie 2018	31 decembrie 2017
Total împrumuturi	233.195.000	69.895.500
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	(708.752.317)	(1.062.351.834)
Poziția netă de numerar	(475.557.317)	(992.456.334)

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 provizionul pentru deprecierea creanțelor și datorii 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 similar.

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:

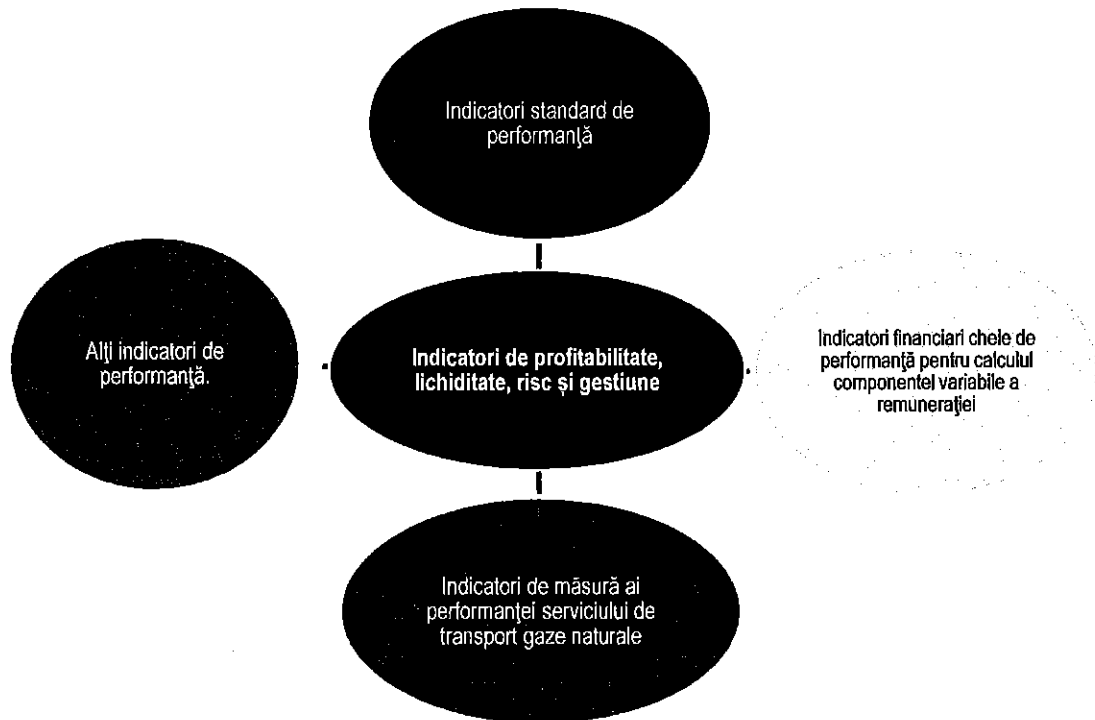


Figura 15 -Indicatori de performanță

4.6.1. Indicatori standard de performanță

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2018	Realizat 2018	Grad de realizare %
Investiții puse în funcțiune mii lei	Realizarea nivelului programat	187.956	113.334	60,30
EBITDA–mii lei	Creșterea EBITDA	458.599	749.506	163,43
Productivitatea muncii–mii lei /pers.	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr.mediu de personal)	301	407	134,92
Plăți restante-mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	0	0	100
Creanțe restante–mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în preturi curente)	289.858	315.637	91,83
Consumul tehnologic-%	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	100	69,81	143,24
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare-lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	838	651	128,74

Tabel 25 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2018 vs Plan de administrare 2017-2021

4.6.2. Indicatori de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune

Realizări ale indicatorilor în perioada 2017-2018 și estimarea performanțelor Transgaz în perioada 2019-2021:

Nr. crt	Indicatori	Formula de calcul	2017	2018	Realizat 2018	2019	2020	2021
1.	Indicatori de profitabilitate							
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	37,71%	33,04%	43,03%	37,73%	45,75%	55,28%
		Cifra de afaceri						
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	15,70%	12,47%	20,19%	13,17%	17,14%	23,72%
		Capitaluri proprii						
	Rata profitului brut	Profitul brut	24,76%	18,35%	33,46%	22,68%	16,17%	25,42%
		Cifra de afaceri						
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	8,65%	5,80%	13,35%	6,75%	5,17%	9,20%
		Capitaluri proprii						
2.	Indicatori de lichiditate							
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	3,09	1,58	3,59	1,01	1,29	1,14
		Datorii pe termen scurt						
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	2,97	1,39	2,99	0,91	1,11	1,09
		Datorii pe termen scurt						
3.	Indicatori de risc							
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,86%	16,78%	6,28%	66,78%	85,28%	47,83%
		Capitaluri proprii						
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	1.343,88	X	222,77	x	3,62	5,24
		Cheltuieli cu dobânda						
4.	Indicatori de gestiune							
	Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	99,81	70,04	141,49	78,84	67,38	71,86
		Cifra de afaceri						
	Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	62,62	74,29	35,52	166,22	79,08	37,90
		Cifra de afaceri						

Tabel 26– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2018 vs Plan de administrare 2017 – 2021

6. RAPORTARE NEFINANCIARĂ

5.1 Declarația nefinanciară

În conformitate cu prevederile OMFP nr. 1938 din 17 august 2016 privind modificarea și completarea unor reglementări contabile, entitățile de interes public care, la data bilanțului, depășesc criteriul de a avea un număr mediu de 500 de salariați în cursul exercițiului financiar includ în raportul administratorilor o declarație nefinanciară care conține, în măsura în care acestea sunt necesare pentru înțelegerea dezvoltării, performanței și poziției entității și a impactului activității sale, informații privind cel puțin aspectele de mediu, sociale și de personal, respectiv drepturile omului, combaterea corupției și a dării de mită (art I, pct 2, lit. 492¹, alin (1)) sau întocmește un raport separat (art I, pct.2, lit 492⁴, alin (1)).

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

În definirea și stabilirea așteptărilor nefinanciare, acționarul, 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:

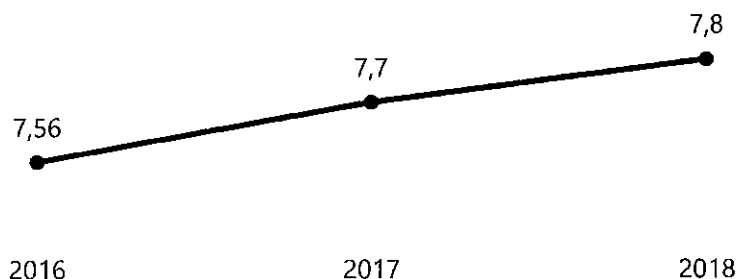
- îmbunătățirea imaginii de firmă;
- îmbunătățirea relațiilor cu partenerii de afaceri;
- îmbunătățirea relațiilor cu autoritățile competente din domeniu;
- crearea unui cadru unic și coerent pentru eliminarea pericolelor și riscurilor legate de muncă;
- realizarea unui control mai eficient asupra factorilor 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 2018 urmărindu-se menținerea nivelului de evaluare a satisfacției clienților la un punctaj de peste 7, ținta fiind de 7,8. (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 **97 de chestionare utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale**. Din datele centralizate rezultă că **49** dintre aceștia **au comunicat chestionare completate**. Analiza chestionarelor a scos în evidență următoarele:

- nu au fost înregistrate **reclamații** de la clienți;
- **punctaje foarte bune au fost acordate de clienți la profesionalismul și comportamentul adecvat situației al angajaților societății.**

5.2.2 Protecția mediului

Angajamentul asumat de conducerea companiei prin "*Declarația de politică privind sistemul de management integrat calitate-mediu, sănătate și securitate ocupațională*", este o dovadă certă a faptului că TRANSGAZ responsabilizează importanța asigurării unui climat organizațional în care toți cei interesați: angajați, acționari, clienți, furnizori, comunitate și mediu să poată interacționa eficient și responsabil atât din punct de vedere economic cât și social.

Principalele activități din domeniul protecției mediului în anul 2018 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 2018 nu au fost depuse **solicitări de reînnoire a autorizațiilor de mediu**, fiind în lucru documentațiile pentru reînnoirea a două autorizații de mediu, aferente exploatarea teritoriale Craiova și Brașov.

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 2018, s-au depus **solicitări de reînnoire pentru 15** 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 **42** 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 2018 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.

La nivelul serviciului a fost organizat un curs de instruire internă a inspectorilor de protecția mediului urmărindu-se principalele aspecte importante din activitate (actele de reglementare, gestionarea deșeurilor, raportările către autorități, cheltuielile de protecția mediului).

Evaluare externă

În anul 2018, SNTGN Transgaz SA a fost supus unui număr de 8 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 realizate în cursul anului 2018

Nr. crt.	Denumire autorității de control	Amplasamentul inspectat	Data inspecției
1.	SGA Covasna-ABA Olt	Exploatarea Teritorială Brașov-Sector Bățani	11.01.2018
2.	SGA Dolj-ABA Jiu	Exploatarea Teritorială Craiova-sediul	29.03.2018
3.	GNM BACĂU	Exploatarea Teritorială Bacău	14.05.2018
4.	ABA Argeș-Vedea	Exploatarea Teritorială Craiova-traversări cu conducte a cursurilor de ape	15.05.2018
5.	ABA Argeș-Vedea	Exploatarea Teritorială Craiova-traversări cu conducte a cursurilor de ape	06.06.2018
6.	SGA Gorj-ABA Argeș Vedea	Exploatarea Teritorială Craiova-traversări cu conducte a cursurilor de ape	14.06.2018
7.	GNM Dolj	Exploatarea Teritorială Craiova - sediul	01.10.2018
8.	ABA Olt	Exploatarea Teritorială Craiova – Sector Drăgășani	08.10.2018

În urma controalelor și inspecțiilor **nu au fost aplicate sancțiuni**, fiind stabilite măsuri de îmbunătățire, așa cum reiese din rapoartele de inspecții ale autorităților de control, în domeniul gospodăririi apelor.

Ca atare, în vederea realizării măsurilor stabilite de autorități, Serviciul Managementul Mediului a inițiat demersurile pentru elaborarea Temei de proiectare nr. 4/05.03.2018-*Reabilitarea sistemului de canalizare, colectare și epurare a apelor menajere a Sectorului Bățani*, care a fost aprobată de Consiliul Tehnico-Economic în data de 22.03.2018.

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 valorificare a deșeurilor lichide/solide generate la godevilări/curățiri filtre, separatoare;
 - servicii de decontaminare;

În vederea respectării obligațiilor societății ce revin din prevederile legale/ actele de reglementare în domeniul protecției mediului, evitării sancțiunilor din domeniul protecției mediului, respectării principiilor de mediu, soluționării eficiente și operative a necesităților de servicii specifice domeniului, a fost efectuată delegarea exercitării unor atribuții din sfera de competență a directorului general către conducerile unor entități funcționale din cadrul SNTGN Transgaz S.A., respectiv către directorii Exploatărilor Teritoriale și a Sucursalei Mediaș.

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

În 2018 s-a desfășurat auditul intern pe procesul Identificarea cerințelor legale și a cerințelor de mediu, efectuat de Serviciul Managementul Calității, care s-a finalizat cu 3 rapoarte de observații.

De asemenea, s-a continuat procesul de tranziție a documentelor aferente Sistemului de Management de Mediu, iar în luna august s-a desfășurat procesul de audit extern, de recertificare, efectuat de către organismul de certificare SRAC.

În urma acestui audit, societatea a obținut recertificarea Sistemului de Management de Mediu conform SR EN ISO 14001 : 2015.

La finele anului 2018, a fost organizat un curs extern de aplicare și aprofundare a noutăților din domeniul **Sistemului de Management de Mediu** cu toți inspectorii de mediu din cadrul unităților teritoriale.

F. Activitatea desfășurată de Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu

Planificarea și derularea activităților anul 2018 de către Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu a constat în următoarele:

- monitorizarea surselor de poluare efectuate de Laboratorul Monitorizare Factori de mediu pentru 360 de amplasamente din cadrul exploatărilor teritoriale;
- evaluarea aspectelor de mediu pentru 101 de 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.

În 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**, întocmite de Serviciul Managementul Mediului. Aceste planuri pentru remedierea neconformităților constatate se supun aprobării conducerii SNTGN Transgaz SA și reprezintă și **activitate de control și îndrumare** pentru Exploatările Teritoriale.

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;

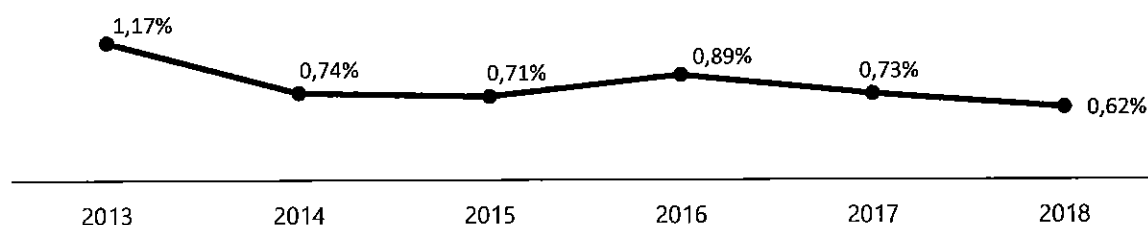
Consumuri tehnologice determinate	Consumuri tehnologice nedeterminate
Consum reparații, reabilitări conducte, dezvoltarea SNT	Consum tehnologic eroare de măsură –funcționarea contoarelor în condiții improprii de presiune. Calitate necorespunzătoare a gazelor, clasa de precizie a aparatelor de măsură și a gazcromatografelor.
Consum accidente tehnice -fisuri, ruperi 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 2013-2018, ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT a fost următoarea:

Indicator	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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
Consum tehnologic	mii mc	160.140	96.940	88.103	108.874	95.242	81.034
Pondere consum tehnologic/ gaze vehiculate	%	1,17%	0,74%	0,71%	0,89%	0,73%	0,62%



Grafic 27 - Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-2018

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 0,62% în anul 2018 este rezultatul managementului eficient al activității de operare și exploatare SNT, al măsurilor tehnice angajate în acest scop.

5.2.3 Resurse Umane

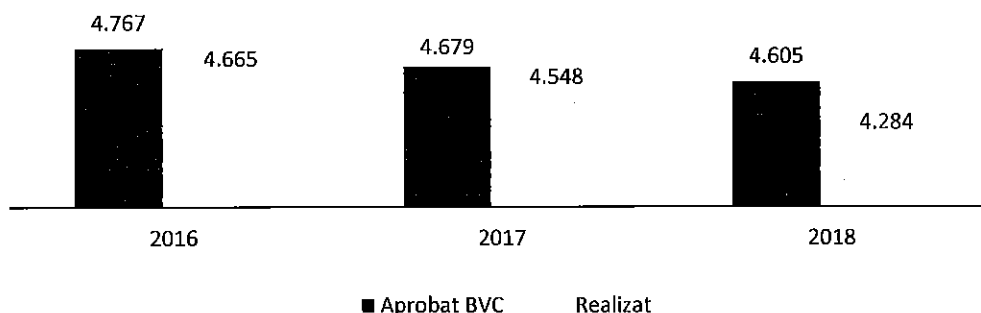
Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății este corelată cu nevoile reale de personal impuse de activitățile operaționale desfășurate de societate, cu modernizările și re tehnologizările realizate pentru creșterea siguranței și eficienței în exploatarea SNT și a instalațiilor anexă, precum și realizarea proiectelor majore de dezvoltare ale societății.

În general, politica în ceea ce privește resursele umane este aceea de reducere a numărului de personal prin pensionările ce vor avea loc în următorii ani și menținerea unui nivel de creștere a cheltuielilor salariale în limita ratei inflației.

Evoluția numărului de personal în perioada în perioada 2016–2018:

INDICATOR PERSONAL	2016	2017	2018
Reducere de personal (pe cale naturală)	65	113	80
Număr mediu de personal aprobat BVC	4.767	4.679	4.605
Numar mediu de personal realizat	4.665	4.548	4.284

Tabel 27- Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2016-2018 aprobată în planul de management



Grafic 28-Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018 aprobat vs realizat

Evoluția numărului de personal în perioada 2016–2018 este următoarea:

Specificație	2016	2017	2018
Număr de salariați la începutul perioadei	4.700	4.607	4.405
Număr de persoane nou angajate	147	187	187
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	240	389	390
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.607	4.405	4.202

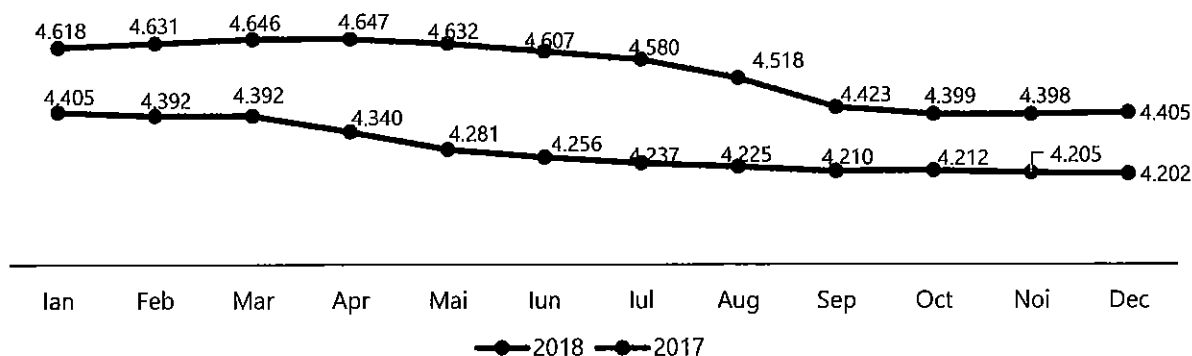
Tabel 28- Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018

În anul 2018 au fost angajate un număr de 187 de persoane și au încetat raporturile de muncă cu compania un număr de 390 de angajați.

La data de 31 decembrie 2018, SNTGN TRANSGAZ SA a înregistrat un număr de 4.202 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 4.139 pe perioadă nedeterminată și 63 pe perioadă determinată.

În anul 2018 s-a continuat politica de reducere a numărului de personal în linie cu pensionările și plecările voluntare ale personalului.

În paralel cu această reducere au fost derulate activități de recrutare de specialiști pentru realizarea proiectelor de dezvoltare în care este implicată compania.



Grafic 29-Evoluția numărului de angajați în anul 2018 vs. 2017

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 2018 prin "Planul de eșalonare a normării lucrărilor tehnice" aprobat de Directorul General, au fost prevăzute a fi extrase normele de timp și de personal pentru 167 lucrări tehnice.

Comisia de validare a lucrărilor tehnice constituită la nivelul societății a validat normele de timp și de personal pentru 185 de lucrări tehnice prevăzute a fi normate.

Norme de timp și de personal validate în anul 2018:

Unitate	Programate 2018	Validate - 2018
Exploatari teritoriale	5	5
Stații de comprimare	7	3
Sucursala Mediaș	155	177
Total	167	185

Tabel 29 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2018

În conformitate cu Planul de eșalonare a normării lucrărilor tehnice aprobat de Directorul General, în anul 2018 au fost prevăzute a fi cronometrate 194 de lucrări tehnice, echipa de normare reușind în urma activității desfășurate să cronometreze la finalul anului 2018 un număr de 347 lucrări tehnice.

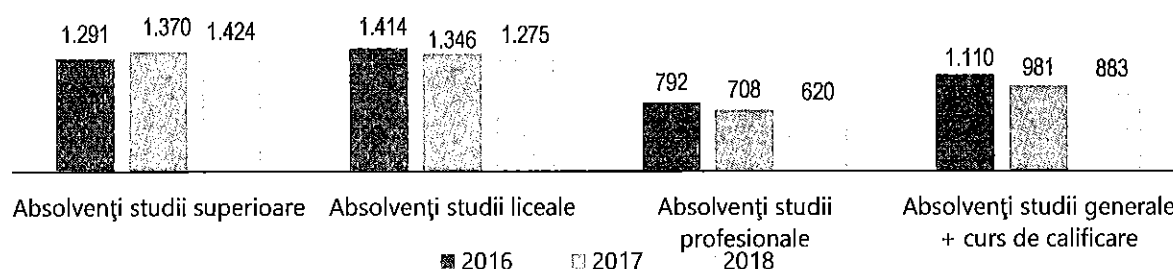
Evoluția structurii personalului pe categorii de studii, relevă interesul societății de a acoperi nevoile de personal prin angajarea de specialiști cu înaltă calificare precum și perfecționarea continuă a personalului existent, fiind evidente tendințele de creștere a numărului de angajați

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.

Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018 este prezentată în următoarele tabele:

Nr.crt.	Categorie	2016	2017	2018
1.	Absolvenți studii superioare	1.291	1.370	1.424
2.	Absolvenți studii liceale	1.414	1.346	1.275
3.	Absolvenți studii profesionale	792	708	620
4.	Absolvenți studii generale + curs de calificare	1.110	981	883
TOTAL angajați		4.607	4.405	4.202

Tabel 30- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018



Grafic 30- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018

Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului

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 cu *formatori interni prin Centrul de Instruire și Formare Profesională*.

Instruirea are două componente: *una profesională* (tehnică, economică, alte specialități) necesară îndeplinirii sarcinilor de serviciu din fișa postului și *una generală* privind perfecționarea profesională pe diverse domenii.

Formarea, perfecționarea și dezvoltarea profesională a angajaților din cadrul societății se realizează în baza Programului anual de formare și perfecționare profesională elaborat la nivelul societății, în consens cu prevederile din Contractul Colectiv de Muncă în vigoare.

În domeniul formării și perfecționării continue a salariaților în anul 2018 au fost organizate cursuri de formare profesională și perfecționare cu formatori externi din țară și străinătate pentru 1245 salariați, în domenii specifice și/sau complementare domeniului de activitate al societății.

Precizăm că prin Centrul de Instruire și Formare Profesională propriu au fost derulate cursuri de calificare ale angajaților în meseriile operator la extracția, tratarea, transportul și distribuția gazelor naturale, lăcătuș mecanic și sudor, mecanic motoare termice, meserii pentru care deținem autorizația CNFPA, diplomele fiind recunoscute pe piața muncii din UE.

De asemenea un mare număr de angajați au urmat un curs de perfecționare anuală cu personalul de specialitate al Centrului de Instruire și Formare Profesională și cu lectori cooptați din rândul specialiștilor societății.

Situația numărului de cursuri de calificare și perfecționare desfășurate pentru angajații societății în anul 2018, este prezentată în următorul tabel:

Nr crt	Categorie	2018												TOTAL
		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1.	Nr. cursuri cu formatori interni (prin Centrul de Instruire și Formare Profesională propriu)	2	3	3	0	1	2	0	0	0	2	2	2	17
2.	Nr. cursuri cu formatori externi	9	12	15	12	16	11	6	11	12	15	15	10	144
TOTAL		11	15	18	12	17	13	6	11	12	17	17	12	161

Tabel 31- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății în anul 2018

Situația numărului de cursuri de calificare și perfecționare desfășurate pentru angajații societății în perioada 2016–2018 este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	2016	2017	2018
1.	Nr. cursuri cu formatori interni	8	13	17
2.	Nr. cursuri cu formatori externi	147	110	144
	TOTAL	155	123	161

Tabel 32- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în perioada 2016-2018

Prin centrul propriu de instruire și formare profesională au fost calificați, în cursul anului 2018 un număr de 151 de angajați în meseriile pentru care deținem atestarea CNFPA.

Situația numărului de angajați care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare în perioada 2016–2018 este următoarea:

Nr. crt.	Categorie	2016	2017	2018
1.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori interni	155	834	903
2.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori externi	953	1.169	1.245
	TOTAL	1.108	2.003	2.148

Tabel 33- Situația numărului de personal care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare

La **31 decembrie 2018** gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 96,14%, din totalul de 4.202 salariați, 4.040 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. cu o perioada de valabilitate de 24 de luni.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul anului 2018 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 a companiei, la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

Activitatea privind sponsorizările și ajutoarele financiare conform CCM în anul 2018

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 anul 2018, în următoarea structură:

(mii lei)

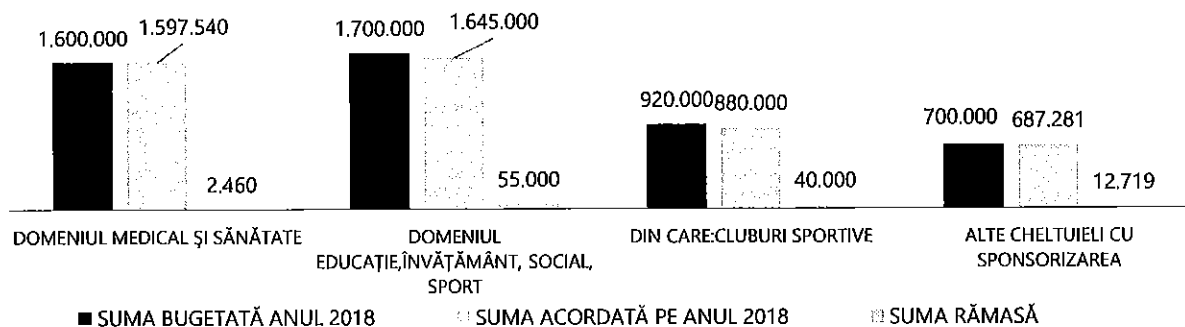
CATEGORII SPONSORIZĂRI	BVC 2018 rectificat
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul medical și sănătate	1.600
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul educație, învățământ, social, sport	1.700
Din care:	
- pentru cluburile sportive	920
Alte cheltuieli de sponsorizare	700
TOTAL	4.000

Tabel 344 - Bugetul de sponsorizare 2018

(lei)

Nr ctr	CATEGORII SPONSORIZĂRI	SUMA BUGETATĂ 2018	SUMA ACORDATĂ în anul 2018	SUMA RĂMASĂ
0	1	2	3	4=2-3
1.	DOMENIUL MEDICAL ȘI SĂNĂTATE	1.600.000	1.597.540	2.460
2.	DOMENIUL EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL, SPORT, din care:	1.700.000	1.645.000	55.000
	- pentru cluburi sportive	920.000	880.000	40.000
3.	ALTE CHELTUIELI CU SPONSORIZAREA	700.000	687.281	12.719
	TOTAL CHELTUIELI SPONSORIZARE	4.000.000	3.929.821	70.179

Tabel 355 - Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018



Grafic 31- Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018

În anul 2018, s-au acordat sponsorizări în domeniile *Medical și sănătate* în valoare de 1.597.540 lei, *Educație, învățământ, social și sport* în valoare de 1.645.000 lei, iar în domeniul *Alte cheltuieli cu sponsorizarea* s-au acordat sponsorizări în sumă de 687.281 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 2018”**, 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 anului 2018 au fost instrumentate un număr de 48 cereri de acordare de ajutor social.

5.2.5 Etică și integritate

Având în vedere Hotărârea Guvernului nr. 583/2016 privind aprobarea Strategiei Naționale Anticorupție pe perioada 2016–2020, SNTGN Transgaz SA a adoptat la 21.11.2016 **DECLARAȚIA privind aderarea la valorile fundamentale, principiile, obiectivele și mecanismul de monitorizare a SNA 2016–2020**, prin care condamnă corupția în toate formele în care aceasta se manifestă și își asumă îndeplinirea măsurilor specifice ce țin de

competența societății cuprinse în **Planul de integritate al SNTGN Transgaz SA** pentru perioada 2016 – 2020 aprobat prin Decizia nr. 181 din 23.02.2017.

Prevenirea și combaterea fraudei și a corupției constituie o prioritate pentru S.N.T.G.N. Transgaz S.A., care manifestă o preocupare constantă de îmbunătățire a calității actului managerial prin introducerea unor măsuri eficiente de diminuare a fenomenului de corupție.

Planul de Integritate al SNTGN Transgaz SA urmărește îndeplinirea următoarelor obiective

OBIECTIV GENERAL	OBIECTIVE SPECIFICE
Dezvoltarea unei culturi a transparenței pentru o bună guvernare corporativă	Creșterea transparenței instituționale și a proceselor decizionale
	Creșterea transparenței proceselor de administrare a resurselor publice
Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca elemente obligatorii ale planurilor manageriale și evaluarea lor periodică ca parte integrantă a performanței administrative	Îmbunătățirea capacității de gestionare a eșecului de management prin corelarea instrumentelor care au impact asupra identificării timpurii a riscurilor și vulnerabilităților instituționale
Consolidarea integrității, reducerea vulnerabilităților și a riscurilor de corupție în sectoare și domenii de activitate prioritare	Creșterea integrității, reducerea vulnerabilităților și a riscurilor de corupție în mediul de afaceri
Creșterea gradului de cunoaștere și înțelegere a standardelor de integritate de către angajați și beneficiarii serviciilor publice	Creșterea gradului de educație anticorupție a personalului din cadrul companiei
	Creșterea gradului de informare a publicului cu privire la impactul fenomenului corupției
Consolidarea performanței de combatere a corupției prin mijloace penal și administrative	Consolidarea mecanismelor de control administrativ
Creșterea gradului de implementare a măsurilor anticorupție prin aprobarea planului de integritate și autoevaluarea periodică la nivelul societății	Consolidarea integrității instituționale prin planuri dezvoltate pe bază de analiză de risc și standarde de control managerial intern

Implementarea Planului de Integritate se bazează pe un set de principii care ghidează comportamentul, atitudinile, drepturile și modul de onorare a atribuțiilor de serviciu a responsabililor cu implementarea.

Aceste principii sunt:

- **Principiul transparenței** – implementarea Planului va fi permanent orientată spre maximizarea căilor și posibilităților de informare reciprocă a factorilor de decizie și a angajaților pentru asigurarea clarității și înțelegerii proceselor în derulare;

- **Principiul responsabilității** - presupune asumarea de către responsabilii 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, investiții 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, urmărirea lucrării, 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 măsurării a gradului de satisfacție a clienților/ feedback) a proceselor pentru a putea fi îmbunătățite.

La nivel de **angajat**, sunt luate următoarele măsuri pentru prevenire faptelor de corupție:

- creșterea nivelului de educație profesională și civică a angajaților, precum și asumarea obligațiilor de conduită și etică profesională;
- informarea angajaților cu privire la modul de sesizare a faptelor de corupție și a instituțiilor care se ocupă de prevenirea și combaterea corupției;
- crearea unei culturi organizaționale puternice de descurajare a faptelor de corupție;
- respingerea categorică a tentațiilor oferite în schimbul îndeplinirii defectuoase sau neîndeplinirii atribuțiilor de serviciu (sume de bani, bunuri, servicii, avantaje etc.);
- inventariate punctele vulnerabile dintr-o instituție și evaluarea riscul de apariție a corupției
- implementarea Managementului integrității - formă de management al resurselor umane, cu accente pe comunicare internă și performanță.

În acest sens, în anul 2018, au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- a fost aprobată **Declarația de politică antifraudă și anticorupție și Politica antifraudă și anticorupție** prin HCA 26 din 30.05.2018;

- conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEC a realizat 3 activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății. Instruirile au fost realizate în 14.02.2018 (Reprezentanța Transgaz) și în perioada 05-06.06.2018 la sediul Transgaz din Mediaș;
- s-a realizat evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute (*transmise prin Adresa DSMC 4226/29.01.2018, împreună cu Anexa 1 - Situația incidentelor de integritate, Anexa 2- Raportare implementare măsuri SNA Ministerul Justiției și Raport la data de 30.01.2018 privind stadiul realizării Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A*);
- a fost inițiată o campanie de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției; în acest sens s-a transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății;
- pentru identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție din cadrul societății 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;
- s-a numit Consilierul de integritate la nivelul SNTGN Transgaz SA, prin Decizia nr.130/20.02.2018;
- declararea averilor, intereselor s-a realizat de către toți factorii vizați, în conformitate cu prevederile legale;
- s-a elaborat *Metodologia de evaluare a riscurilor de corupție*;
- s-a elaborat Procedura de Sistem PS 06 SMI Prevenirea Corupției;
- s-a actualizat Codul de etică, în conformitate cu modificările legale;
- s-au realizat conform programului de pregătire și perfecționare profesională, cursurile de perfecționare a personalului de execuție, pe teme privind integritatea, corupția și fraudă;

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;
- Legea nr. 234 din 7 decembrie 2010 privind modificarea și completarea OG nr. 119/1999;
- Ordinul Secretarului General al Guvernului nr 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul nr. 200/2016;
- Ordinul Secretarului 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:
 - 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).

Notă:

În anul 2018, prin *Ordinul Secretariatului 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, s-a abrogat *Ordinul Secretariatului general al Guvernului 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice*, publicat în Monitorul Oficial al României, nr. 444/22.06.2015, Partea I, cu modificările și completările ulterioare.

3. Structura organizatorică a Sistemului de Control Intern/Managerial

Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA, conform **Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2016**, se prezenta astfel:

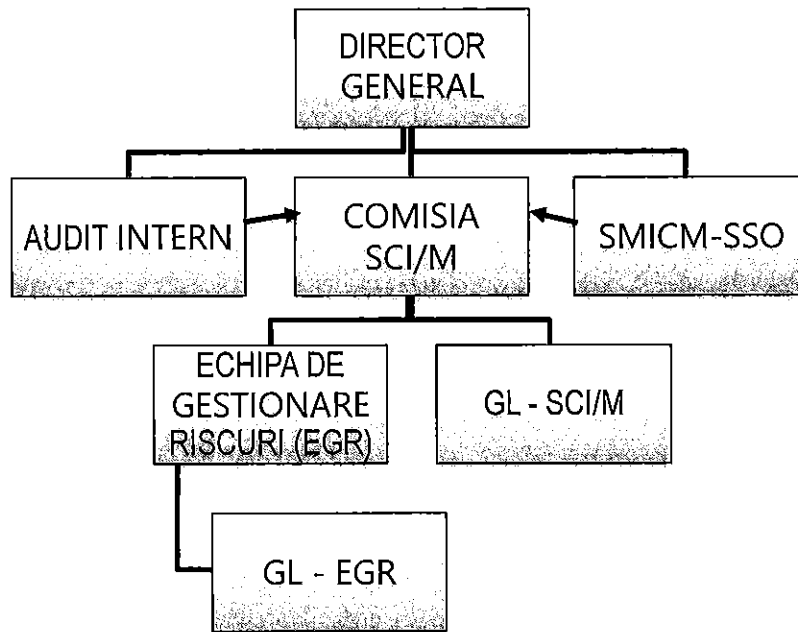


Figura 16 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

NOTĂ:

GL-SCI/M - Grup de lucru pe Departament/Direcție/Serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea Teritorială pentru dezvoltarea SCI/M;

GL-EGR - Echipa de Gestionare a Riscurilor pe Departament/Direcție/Serviciu Independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea Teritorială. Structura organizatorică prezentată în fig. 14 a fost valabilă până în data de 07.05.2018 când a intrat în vigoare Ordinul Secretariatului 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, care a abrogat Ordinul Secretariatului general al Guvernului 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial al României, nr. 444/22.06.2015, Partea I, cu modificările și completările ulterioare.

Noua structură organizatorică stabilită se prezintă astfel:

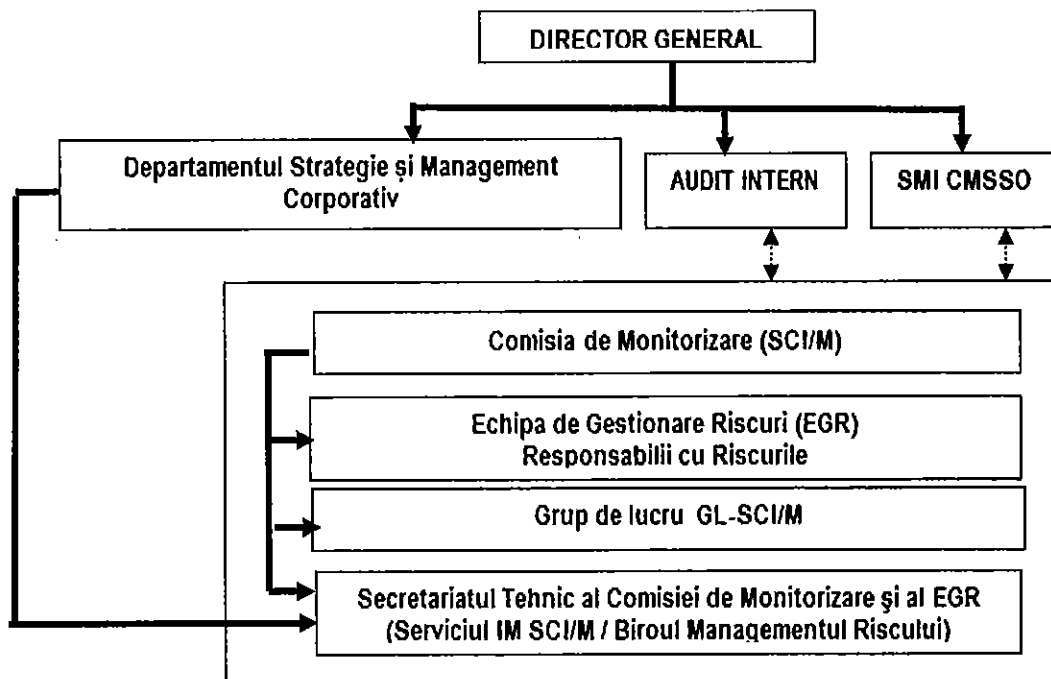


Figura 17 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

În vederea monitorizării, coordonării și îndrumării metodologice a implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial, directorul general al SNTGN Transgaz SA a constituit prin Decizia nr. 603/27.06.2017, o structură cu atribuții în acest sens, denumită **Comisia de monitorizare (CM)**, în componența următoare:

- **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** Comisiei de monitorizare este asigurat de Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, din cadrul Direcției Strategie Bugetară, Departamentul Strategie și Management Corporativ.

Membrii Comisiei de monitorizare au desemnat un **responsabil cu dezvoltarea sistemului de control intern/managerial în cadrul departamentului/direcției/ Sucursalei/Exploatării Teritoriale** pe care o reprezintă.

Modul de organizare și de lucru al Comisiei de Monitorizare, se află în responsabilitatea președintelui CM au fost stabilite pe baza **Regulamentul de Organizare și Funcționare al Comisiei de Monitorizare SCI/M** și prin Procedura de Proces PP "Activitatea Comisiei de monitorizare SCI/M".

Având în vedere intrarea în vigoare a Ordinului SGG 600/2018 s-a elaborat și supus spre aprobarea Directorului general un act de decizie internă privind constituirea Comisiei de monitorizare și actualizarea 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. 976/19.09.2018**, deciziile anterioare fiind abrogate, iar Regulamentul de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M actualizat a fost înregistrat cu nr. 37020/23.07.2018.

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/ Serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale din cadrul societății.

Membrii *Comisiei de monitorizare* desemnează un **responsabil cu dezvoltarea sistemului de control intern/managerial în cadrul departamentului/direcției/Sucursalei/ Exploatării Teritoriale** pe care o reprezintă.

Secretarul *Comisiei de monitorizare* este șeful Serviciului Implementare și Monitorizare SCI/M.

Secretariatul Tehnic al Comisiei de monitorizare este asigurat prin Serviciul Implementare și Monitorizare a Sistemului de Control Intern/Managerial din cadrul Direcției Strategie Bugetară, Departamentul Strategie și Management Corporativ.

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 Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**, au definit un minimum de reguli de management pe care toate entitățile publice trebuie să le aplice.

Începând cu data de 07.05.2018, odată cu intrarea în vigoare a **Ordinului Secretariatului general al Guvernului nr. 600/20.04.2018** și abrogarea **Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, cu modificările și completările ulterioare, lista Standardelor de control intern/managerial a rămas nemodificată. Gruparea acestora se face pe 5 componente denumite anterior elemente cheie.

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	
Vizează problematica managementului legată de fixarea obiectivelor, planificare (planificarea multianuală), programare (planul de management), performanțe (monitorizarea performanțelor) și gestionarea riscurilor;	Standardul 5 - Obiective
	Standardul 6 - Planificarea
	Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor
	Standardul 8 - Managementul riscului
III. ACTIVITĂȚI DE CONTROL	
Se focalizează asupra: elaborării procedurilor, continuității derulării proceselor și activităților, separării atribuțiilor, supravegherii;	Standardul 9 - Proceduri
	Standardul 10 - Supravegherea
	Standardul 11 - Continuitatea activității
IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE	
Vizează problemele ce țin de crearea unui sistem informațional adecvat și a unui sistem de rapoarte privind	Standardul 12 - Informarea și comunicarea
	Standardul 13 - Gestionarea documentelor

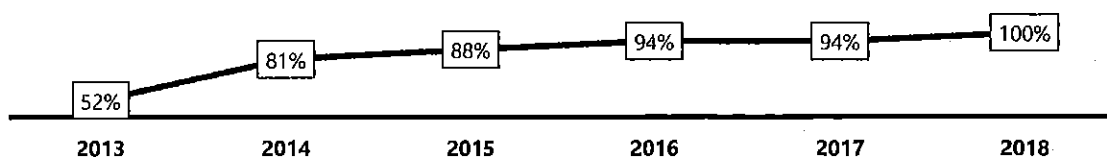
Componentele controlului intern/manAGERIAL	Standarde
execuția planului de management, a bugetului, a utilizării resurselor, precum și gestionării documentelor.	Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară
V. EVALUARE ȘI AUDIT	
Vizează dezvoltarea capacității de evaluare a controlului intern/manAGERIAL, în scopul asigurării continuității procesului de perfecționare a acestuia.	Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern/manAGERIAL
	Standardul 16 – Auditul intern

Pentru a răspunde prevederilor **Ordinului SGG nr. 200/2016 de completare a Ordinului SGG nr. 400/2015 în vigoare până la data de 07.05.2018 și a Ordinului SGG nr. 600/2018 care a intrat în vigoare începând cu data de 07.05.2018, în anul 2018** au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- elaborarea, conform prevederilor Ordinului SGG nr. 200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/manAGERIAL la entitățile publice, a *Situației Centralizatoare anuală privind stadiul implementării sistemului de control intern/manAGERIAL, conform rezultatelor autoevaluării la data de 31.12.2017, în cadrul SNTGN Transgaz SA* și transmiterea acesteia Ministerului Economiei;
- elaborarea, în vederea raportării stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2017 (rezultat în urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice), a *Raportului directorului general asupra Sistemului de Control Intern/Managerial* conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.3. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul SGG nr. 400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/manAGERIAL al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016 și alte documente, anexe, și transmiterea acestora Ministerului Economiei;
- aprobarea și transmiterea către Ministerul Economiei a *Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA 2018-2021*, elaborat conform prevederilor Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/manAGERIAL la entitățile publice, modificat și completat de OSGG nr. 200/2016, art. 4, alin. (1) coroborat cu art. 8, alin. (1);
- postarea Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA 2018-2021, în zona publică TRANSGAZ la adresa: <http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/>, în vederea conformării tuturor structurilor organizatorice;
- reorganizarea structurii în baza de date **Zona comună (transgaz on intranet – ZonelInterDep – "ControlIntern Managerial")**, cu accesul limitat al membrilor Comisiei CM numiți prin Decizie, al responsabililor SCI/M pe departament/direcție independentă/serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatare teritorială; gruparea documentelor pe standarde și pe structuri organizatorice în această zonă, este creată atât pentru realizarea unei comunicării rapide și eficiente privind elaborarea tuturor documentelor justificative necesare demonstrării implementării SCIM în cadrul tuturor entităților societății;
- Crearea în zona publică TRANSGAZ la adresa: <http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/>, a folderului *Control intern managerial* pentru diseminarea informațiilor de interes general;

- Aprobarea Procedurii de sistem Managementul sistemului de control intern managerial cod PS 07 SMI
- Desfășurarea instruirii membrilor Comisiei de monitorizare și a responsabililor SCI/M din fiecare departament/direcție/serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea teritorială, cu următoarea tematică:
 - modul de completare a Fișelor analitice și a Chestionarului de autoevaluare pentru fiecare entitate organizatorică din cadrul Transgaz SA pentru anul 2018 conform Procedurii de Sistem PS 07 SMI *Managementul Sistemului de control intern/managerial*;
- urmărirea și verificarea modului de completare de către fiecare entitate structurală a "Chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial", și a asumării acestuia de către conducătorul entității structurale;
- centralizarea datelor din Chestionarele de autoevaluare la nivelul SNTGN Transgaz SA;
- inventarierea activităților procedurabile din cadrul Transgaz SA la data de 31.12 2018, a evidențiat un număr de 290 activități/procese declarate procedurabile, un număr de 7 proceduri de sistem și 125 proceduri de proces elaborate;
- transmiterea, la sfârșitul anului 2017, de către toate structurile organizatorice existente, (conform organigramei), a *Rapoartelor privind monitorizarea performanțelor pentru anul 2017*, către secretariatul Comisiei de Monitorizare;
- analiza și centralizarea *Rapoartelor privind monitorizarea performanțelor pentru anul 2017*, de către Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, și elaborarea *Informării privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017*; aceasta prezintă o analiză a gradului de realizare a obiectivelor în baza indicatorilor de performanță stabiliți, prin *Sistemul de Monitorizare a desfășurării activității, anul 2017*;
- elaborarea *Raportului privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017*, 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 (elemente cheie) ale controlului intern/managerial;
- aprecierea gradului de conformitate a sistemului propriu de control intern managerial cu standardele de control intern managerial, în raport cu numărul de standarde implementate.
- concluziile, *Raportului privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2018*, sunt:
 - **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:

Evoluția gradului de conformitate a sistemului de control intern managerial la nivelul SNTGN Transgaz SA



Grafic 32-Evoluția gradului de implementare al SCI/M

- **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;

Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial



Figura 18 -Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial 2018 vs 2017

Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial reprezintă media Gradului de implementare al fiecărui standard conform autoevaluării la nivelul SNTGN Transgaz SA, efectuată de cele 284 structuri organizatorice, astfel:

Standardul	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial
Gradul de implementare al fiecărui standard conform autoevaluării la nivelul SNTGN Transgaz SA	100%	100%	97,54%	100%	100%	96,83%	100%	100%	92,61%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99,19%

- operațiunea de verificare și autoevaluare a propriului sistem de control 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.
- propunerea Președintelui Comisiei de Monitorizare, de organizare a unui curs de perfecționare în domeniul SCI/M, pentru un grup de 25 persoane cu funcții de conducere, în vederea perfecționării în procesul de implementare/dezvoltare a sistemului de control intern/managerial, inclusiv a registrului riscurilor și a procedurilor formalizate pe activități, în anul 2018 au participat la cursuri de perfecționare 40 persoane cu funcții de conducere și 47 persoane cu funcții de execuție.

Acțiuni de realizat pentru perioada următoare:

- actualizarea Deciziei nr. 548 din 26.07.2016 privind numirea responsabililor SCI/M din cadrul SNTGN Transgaz SA;

- întocmirea de către Secretariatul tehnic al Comisiei de monitorizare a *Situației sintetice a rezultatelor autoevaluării*, prin centralizarea informațiilor din chestionarele de autoevaluare, semnate și transmise de conducătorii de compartimente;
- întocmirea de către Secretariatul tehnic al Comisiei de monitorizare a *Situației centralizatoare anuale a rezultatelor autoevaluării*, prin centralizarea informațiilor din chestionarele de autoevaluare, semnate și transmise de conducătorii de compartimente;
- elaborarea de către Secretariatul tehnic al Comisiei de monitorizare a Raportului 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;
- continuarea instruirii/consilierii privind prevederile Procedurii de Sistem PS 07 SMI Managementul sistemului de control intern managerial;

5.2.8 Managementul Riscului

1. Cadru legislativ

Principalele acte normative care stau la baza reglementării managementului riscurilor, în cadrul SNTGN Transgaz SA sunt următoarele.

- Ordonanța Guvernului nr. 119/2015 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv;
- Legea nr. 234 din 7 decembrie 2010 privind modificarea și completarea OG nr. 119/1999;
- Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, cu modificările și completările ulterioare; abrogat în 07.05.2018;
- 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;
- Ordinul Secretarului 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;
- 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/Exploatarea Teritorială/Serviciilor independente
- **Secretariatul EGR**, 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/Exploatărilor 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**.

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

- stabilirea contextului;
- identificarea riscurilor;
- evaluarea riscurilor;
- tratarea riscurilor.

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 "ZonelnterDep" și "zonapublica.transgaz.ro".

Monitorizarea și continua revizuire a registrelor de riscuri garantează că identificarea, analiza, evaluarea și tratarea riscurilor sunt mereu de actualitate.

3. Acțiuni întreprinse în anul 2018

În anul 2018 au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- a) elaborarea draft-ului *Strategiei de managementul riscului*; aceasta stabilește 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;
- b) transmiterea Draf-ului Strategiei de managementul riscului, spre analiză, funcțiilor relevante, în vederea verificării conformității cu politicile societății și cu legislația în vigoare;
- c) aprobarea *Strategiei de Managementul Riscului*, în data de 25 septembrie, prin Hotărârea Consiliului de Administrație nr. 41/2018.
- d) analiza și centralizarea, în luna ianuarie 2018, a *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor pentru anul 2017*, de către secretariatul Echipei de Gestionare a Riscului.
- e) analiza riscurilor semnificative identificate la nivelul societății:

Riscuri privind sectorul gazelor naturale

Riscul asociat intervenției guvernamentale în sectoarele principale de infrastructură.

Modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale și a reglementărilor legislative aplicabile activității societății.

Impactul proiectelor concurente asupra activității de transport internațional de gaze naturale.

Fluctuația sezonieră a activității.

Modificarea prețurilor gazelor naturale din România.

Riscuri privind activitatea de transport gaze naturale

Caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale.

Variațiile prețului gazului achiziționat de societate.
Riscul aferent implementării noului model de activitate al SNTGN Transgaz SA.
Încheierea contractelor de transport internațional în baza unor acorduri interguvernamentale.
Neîndeplinirea programului minim de investiții-obligație a SNTGN Transgaz SA conform Acordului de Concesiune.
Riscul de a nu reuși îmbunătățirea profitabilității activității curente de transport gaze naturale și reducerea consumului tehnologic.
Riscul privind accesul limitat la surse proprii pentru finanțarea planurilor de dezvoltare.
Imposibilitatea de a dezvolta alte activități generatoare de profit ca domeniu principal de activitate.
Riscul ca ANRE să nu accepte remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în RAB.
Riscul ca Sistemul Național de Transport să poată fi afectat de catastrofe naturale.
Riscul privind regimul informațiilor clasificate ale SNTGN Transgaz SA.
Sindicate puternice ce pot îngreuna procesul de optimizare și eficientizare a activității societății.
Riscuri financiare
Creditare.
Cursul valutar.
Rata dobânzii.
Lichidități.

Riscul determinat de corelarea cu evoluția pieței globale

Evenimentele de pe piața financiară mondială au impact direct, asupra evoluției economiei românești, fapt reflectat în evoluția pieței de capital românești în ultimii ani. Prin urmare, evoluțiile la nivel mondial afectează atât activitatea societății SNTGN Transgaz, cât și evoluția acesteia pe piața de capital.

Economia României, ca oricare economie emergentă, este sensibilă la fluctuația activității la nivel global. Evenimentele de ordin geopolitic, economic, social de pe piața mondială au un impact semnificativ asupra climatului economic în care SNTGN Transgaz își desfășoară activitatea.

Nivelul riscului analizat are tolerabilitate scăzută, și s-au stabilit măsuri de monitorizare permanentă și anume: atenție sporită spre politicile guvernamentale, prin comunicarea sistematică și adecvată cu reprezentanții acționarului majoritar (Statul Român), ai acționarilor și ai tuturor celorlalte părți interesate pentru integrarea activității economice a societății în strategia națională a domeniului energetic.

S-a identificat următoarea oportunitate: creșterea continuă a economiilor emergente ale lumii va impulsiona cererea pentru energie în aceste țări și va crește oportunitățile pentru extinderea companiilor din sectorul de gaze naționale în aceste piețe.

Riscuri strategice-financiare

Riscul de credit

Riscul de credit este riscul ca societatea să suporte o pierdere financiară ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către un client sau o contrapartidă la un instrument financiar, iar acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale, și a celorlalte tipuri de creanțe.

Instrumentele de control sunt:

- referințele privind bonitatea clienților sunt obținute în mod normal pentru toți clienții noi;
- data de scadență a datoriilor este atent monitorizată;
- sumele datorate după depășirea termenului sunt urmărite cu promptitudine.

Acest risc este apreciat a fi risc cu tolerare scăzută.

Riscul de lichidități

Managementul prudent al riscului ce vizează lichiditățile implică menținerea de numerar suficient și a unor linii de credite disponibile. Datorită naturii activității, societatea urmărește să aibă flexibilitate în posibilitățile de finanțare, prin menținerea de linii de credit disponibile pentru finanțarea activităților de exploatare.

Acest risc este apreciat a fi risc cu tolerare scăzută.

Riscul valutar

Societatea este expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin datoria generată de împrumuturile sau datoriile comerciale exprimate în valută. Datorită costurilor mari asociate, politica societății este să nu utilizeze instrumente financiare pentru diminuarea acestui risc.

Este un risc tolerabil, astfel că ținerea sa sub control nu necesită măsuri speciale.

Riscul de rată de dobândă

Fluxurile de numerar financiare ale societății sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor în principal datorită împrumuturilor cu dobândă variabilă. Societatea nu utilizează instrumente financiare pentru a se proteja față de fluctuațiile ratei dobânzii.

Este un risc tolerabil, astfel că ținerea sa sub control nu necesită măsuri speciale.

Riscul de piață

BVB fiind o bursă mică, prezintă o anumită fragilitate în ce privește fluctuația prețului de piață al acțiunilor cotate, acesta fiind influențat de informațiile puse la dispoziție de către societate. Pentru acest risc de nivel mediu, cu tolerabilitate scăzută, s-au stabilit ca instrument de control asigurarea unui control financiar preventiv care impune urmărirea strictă a cheltuielilor angajate, cu încadrarea în limitele legale și bugetare.

Riscuri strategice în domeniile sectorului gazelor naturale și al transportului de gaze naturale

Riscul legat de obținerea autorizațiilor de construire

Activitatea principală a SNTGN Transgaz, și anume transportul gazelor naturale prin conducte, are un impact semnificativ asupra mediului, ceea ce presupune obținerea și reînnoirea autorizațiilor care reglementează activitatea Societății, obținerea autorizațiilor de construire și de mediu pentru lucrările subcontractate din programele SNTGN Transgaz.

Activitatea societății este supusă unui volum mare de reglementări din diverse domenii care, dacă nu sunt respectate, pot conduce la sancționarea societății sau suspendarea activității. De asemenea, societatea se confruntă cu lipsa de coerență și concordanță existentă între aceste reglementări, din cauza cărora apar cheltuieli suplimentare și întârzierea începerii sau finalizării unor lucrări de modernizare sau reabilitare ale SNT, cu efecte negative, cum sunt: avariile tehnice, urmate de pierderi de produs transportat și primirea de sancțiuni din partea autorităților.

Nivelul riscului determinat de cadrul de reglementare și de autorizare analizat este mare, este un risc intolerabil pentru care s-au stabilit măsuri urgente pentru ținerea sub control a acestuia:

- demersuri urgente și sistematice pentru actualizarea/finalizarea Codului rețelei și punerea lui în acord cu reglementările europene;
- demersuri pentru reglementarea situației juridice a terenurilor afectate de obiective aparținând SNTGN Transgaz;

- demersuri pentru obținerea acordurilor de acces în teren, pentru lucrări de investiții ale SNT.

Riscul legat de cadrul reglementat în care societate își desfășoară activitatea

Specifice sectorului de gaze naturale:

- modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale;
- riscul asociat intervenției guvernamentale în sectoarele principale de infrastructură;
- eventuală creștere a prețului gazelor naturale din România generată de liberalizarea pieței poate avea ca efect o scădere a consumului de gaze naturale și implicit poate genera un impact nefavorabil asupra performanței financiare a SNTGN Transgaz SA;
- fluctuația sezonieră a activității.

Specifice activității de transport gaze naturale:

- activitatea de transport se desfășoară într-un cadru reglementat;
- variațiile prețului gazului achiziționat de societate;
- neîndeplinirea programului minim de investiții-obligație a SNTGN Transgaz SA conform Acordului de Concesiune;
- riscul de a nu reuși îmbunătățirea profitabilității activității curente de transport gaze naturale și reducerea consumului tehnologic;
- acces limitat la surse proprii pentru finanțarea planurilor de dezvoltare;
- imposibilitatea de a dezvolta alte activități generatoare de profit ca domeniu principal de activitate;
- remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în RAB se face cu acceptul ANRE.

Aceste riscuri sunt monitorizate sistematic, se inițiază discuții pe aceste teme cu autoritățile competente. Nivelul acestor riscuri este considerat major.

S-au identificat următoarele oportunități:

- interacțiunea cu guvernele și organismele de reglementare: lanțurile de aprovizionare din sectorul de gaze sunt tot mai interconectate, iar gestionarea lor în contextul mai multor guverne cu politici și reglementări în schimbare implică provocări semnificative; acest sector se îndreaptă rapid și către noi zone geografice și tehnice; acestea înseamnă noi provocări pentru guverne și perioade scurte de timp în care trebuie luate decizii critice, cu implicații profunde, pe termen lung, pentru SNTGN Transgaz;
- investiții în cercetare și dezvoltare, pentru ca societatea să rămână competitivă.

Riscul de catastrofe naturale

Această categorie de riscuri cuprinde în principal fenomenele naturale: cutremure, temperaturi extreme, inundații, incendii, alunecări de teren, furtuni, căderi masive de zăpadă, îngheț etc. Sunt riscuri cu probabilitate mică și impact ridicat.

- f) elaborarea *Registrului de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2018, nr. DSMC 10336/02.03.2018.*
- g) organizarea și desfășurarea ședinței Echipei de Gestionare Riscuri la data de 08.03.2018.
- h) avizarea în cadrul ședinței EGR a următoarelor documente:
 - *Strategia de Managementul Riscului;*
 - *Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscului la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*

- *Referatul privind aprobarea Limitei de toleranță propusă pentru anul 2018;*
 - *Referatul privind aprobarea Profilul de risc al SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
 - *Registrul Riscului la nivel de societate, pentru anul 2018;*
 - *Programul de măsuri pentru minimizarea riscurilor, la nivel de societate, pentru anul 2018.*
- i) aprobarea de către Directorul General a următoarelor documente:
- *Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscului la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
 - *Referatul privind aprobarea Limitei de toleranță propusă pentru anul 2018;*
 - *Referatul privind aprobarea Profilul de risc al SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
 - *Registrul Riscului la nivel de societate, pentru anul 2018;*
 - *Programul de măsuri pentru minimizarea riscurilor, la nivel de societate, pentru anul 2018.*
- j) elaborarea și aprobarea Procedurii de Sistem PS 05 SMI *Managementul riscurilor;*
- k) emiterea Deciziei interne nr. 750/23.07.2018, de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor, care înlocuiește decizia nr. 602/27.06.2017;
- l) elaborarea/aprobarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Echipei de Gestionare a Riscurilor, nr. 37021/23.07.2018;
- m) difuzarea Procedurii de Sistem PS 05 SMI *Managementul riscurilor* în 31 iulie 2018, prin postarea în "zonapublică.transgaz.ro";
- n) instruirea structurilor din cadrul societății, cu privire la cerințele stabilite în Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul riscurilor*, în perioada 14.08.2018–21.09.2018.
- o) Actualizarea următoarelor documente aferente Procedurii de Sistem PS 05 SMI *Managementul Riscului*, de către toate structurile organizatorice:
- *Anexa 1 "Lista obiectivelor specifice și a indicatorilor de performanță" cod F 01 00/PS 05 SMI, pentru departament/direcție independentă/serviciu independent/exploatare Teritorială/Sucursala Mediaș;*
 - *Anexa 2 "Lista obiectivelor operaționale, indicatorilor, activităților și a riscurilor" cod F 02 00/PS 05 SMI, pentru toate entitățile existente în cadrul structurii pe care o coordonați;*
 - *Anexa 3 "Registrul de Riscuri la nivel de serviciu, birou RegR-RR" cod F 03 00/PS 05 SMI, pentru toate entitățile existente în cadrul structurii pe care o coordonați;*
 - *Anexa 5 "Registrul de Riscuri la nivel de departament RegR-RD" cod F 05 00/PS 05 SMI, pentru departament/direcție independentă/serviciu independent/ exploatare Teritorială/Sucursala Mediaș;*
 - *Anexa 6 "Plan de măsuri pentru minimizarea riscurilor" cod F 06 00/PS 05 SMI, atât pentru departament/direcție independentă/serviciu independent/ exploatare Teritorială/Sucursala Mediaș cât și pentru toate entitățile existente în cadrul structurii pe care o coordonați;*
 - *Anexa 7 "Fișă de Urmărire a Riscului FUR" cod F 07 00/PS 05 SMI.*
- p) verificarea documentelor postate de către structuri, pentru conformitate cu cerințele Procedurii de Sistem PS 05 SMI;
- q) revizuirea Registrele de Riscuri, de la nivelul tuturor structurilor organizatorice, acțiune declanșată prin adresa DSMC 64486/05.12.2018 și finalizată la data 21.12.2018;
- r) întocmirea de către structurile organizatorice a *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare și monitorizare a riscurilor*, pentru anul 2018;
- s) elaborarea *Analizei Riscurilor Strategice*, în vederea reclassificării lor;
- t) revizuirea Registrului de Riscuri, de la nivelul societății, anul 2018;
- u) elaborarea Draft-ului *Programului de Consiliere* cu tema *Managementul Riscului* și a materialului de prezentare.

4. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

Acțiunile de realizat pentru perioada următoare sunt:

- continuarea instruirii privind modul de completare a anexelor prevăzute în Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul riscurilor*;
- actualizarea Deciziei de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- actualizarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- aprobarea de către Președintele Echipei de Gestionare a Riscurilor, a *Programului de Consiliere* cu tema *Managementul Riscului* și a materialului de prezentare;
- Efectuarea consilierii în conformitate cu Programul de Consiliere;
- în baza *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare și monitorizare a riscurilor, pentru anul 2018* se elaborează de către Secretariatul EGR *Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscului pentru anul 2018, la nivel de societate*;
- realizarea *Profilului de risc al societății, decembrie 2018*; în baza Profilului de risc se stabilește *Limita de toleranță* pentru anul 2019;
- elaborarea de către Secretariatul EGR a *Registrului de Riscuri, la nivelul societății, pentru anul 2019*, avizarea de către Președintele Echipei de Gestionare a Riscurilor și de către Președintele Comisiei de Monitorizare și apoi aprobarea acestuia de către Directorul General;
- elaborarea de către Secretariatul EGR a *Planului de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, pentru anul 2019*, avizarea de către Președintele Echipei de Gestionare a Riscurilor și de către Președintele Comisiei de Monitorizare și apoi aprobarea acestuia de către Directorul General;
- diseminarea *Registrului de Riscuri, la nivelul societății, anul 2019 și a Planului de măsuri de minimizare a riscurilor* prin publicarea în baza de date "zonapublică", pentru conformare;
- declanșarea acțiunii de actualizare a documentelor privind managementul riscului, pentru anul 2019, la nivelul structurilor organizatorice;
- verificarea documentelor postate de către structurile organizatorice.

5.2.9 Comunicare

Parte componentă a strategiei de dezvoltare a societății, **politica de comunicare și responsabilitate socială** are ca obiectiv atât creșterea permanentă a gradului transparent de comunicare și de responsabilizare al companiei față de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea tuturor acțiunilor desfășurate în acest sens.

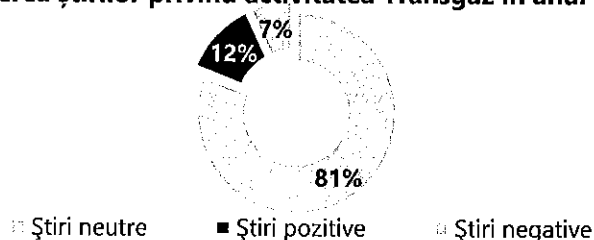
Sub sloganul "**O COMPANIE RESPONSABILĂ ESTE O COMPANIE A VIITORULUI**", întreaga activitate de comunicare internă și externă a societății este modelată pe și se desfășoară în conformitate cu principiile deontologiei profesionale, eticii, transparenței și bunelor practici de business și colaborare, culturii și valorilor organizaționale.

Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2018

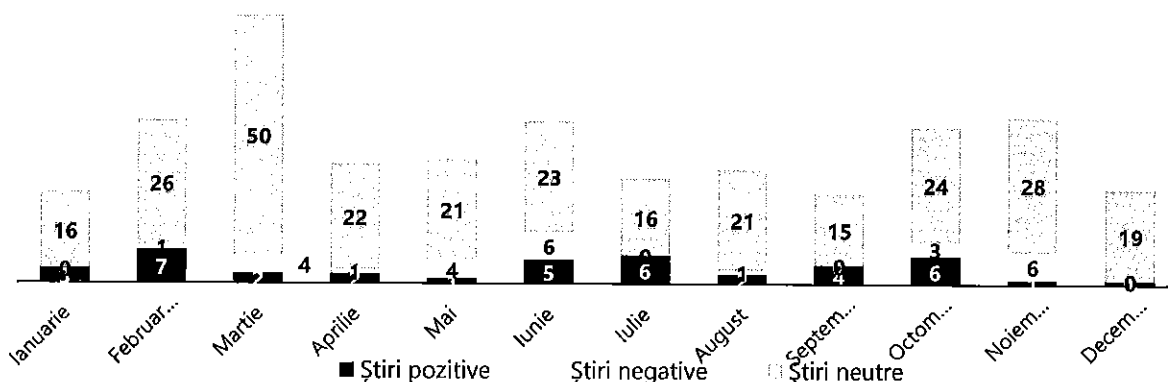
În urma monitorizării știrilor privind activitatea Transgaz, apărute pe canalele media pe parcursul anului 2018, menționăm că în acest an au fost în număr de **347** din care:

Nr. crt.	Categorie știri	12 luni		%	Procent	
		2018	2017		2018	2017
1.	Știri neutre	281	165	70	81%	68%
2.	Știri pozitive	40	52	-23	12%	21%
3.	Știri negative	26	26	0	7%	11%
Total știri		347	243	43	100%	100%

Pondere știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2018



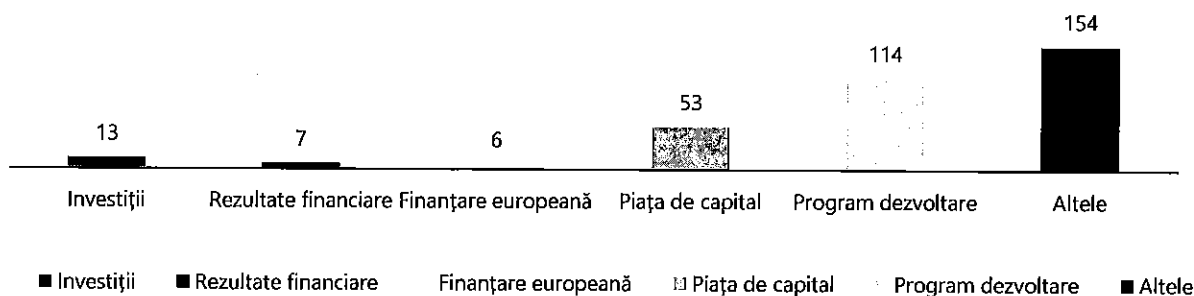
Distribuția pe luni în anul 2018 a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



Grafic 33-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în anul 2018

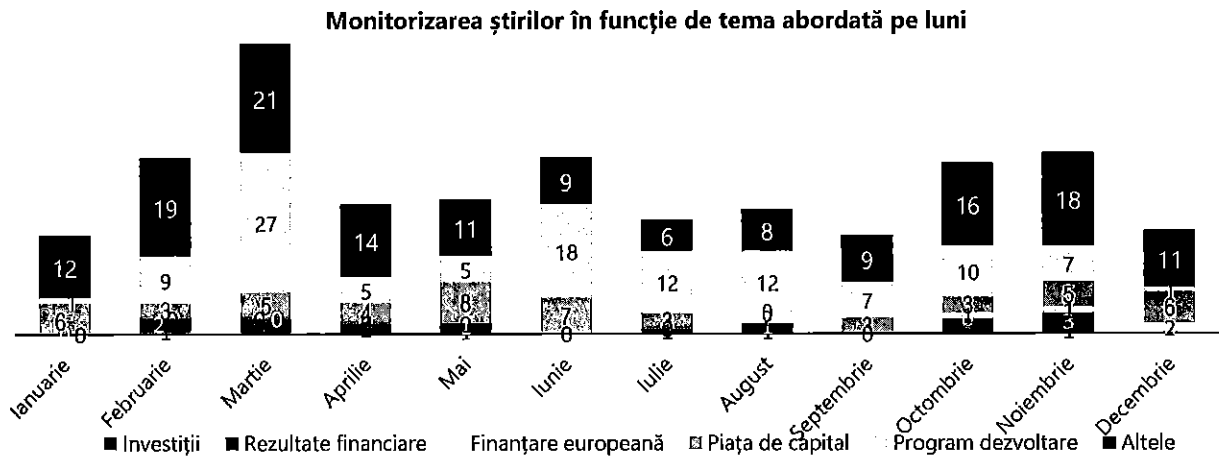
Distribuția totală în anul 2018 a referirilor apărute funcție de tema abordată, investiții, rezultate financiare, finanțare europeană, piața de capital, program de dezvoltare se prezintă astfel:

Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 31.12.2018



Grafic 34-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în anul 2018

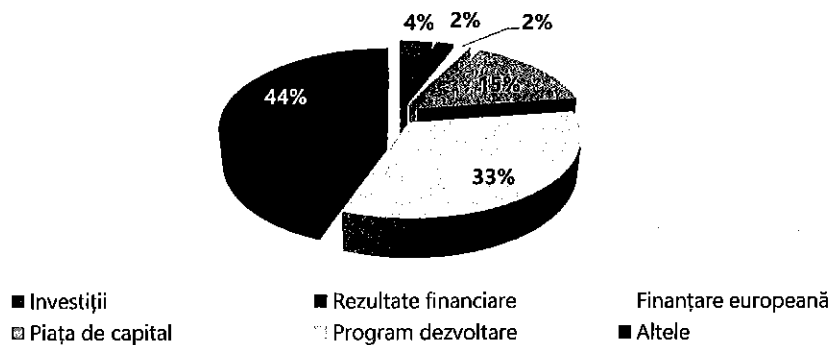
Distribuția pe luni în anul 2018 a referirilor apărute funcție de tema abordată se prezintă astfel:



Grafic 35-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în anul 2018

Ponderea referirilor apărute în anul 2018 funcție de tema abordată se prezintă astfel:

Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată



Grafic 36-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în anul 2018

5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanciari

Din categoria **indicatorilor nefinanciari 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:

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

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2018		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> 1.Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Obținerea deciziei exhaustive (în conformitate cu prevederile din Regulamentul UE nr 347/2013)	Realizat (martie 2018)	100%
7	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	< 1	0,62	161,3%
Orientați către serviciile 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	$IP_0^1 \geq 90\%$	98,43%	100%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	100%	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	99,53%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	-	
			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	$IP_3^2 \geq 95\%$	100%	
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	-	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	100%	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	-	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	99,7%	
			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	$IP_7^1 \geq 80\%$	92,04%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	-	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	
Governanță corporativă						

9	Implementare a sistemului de control intern/managerial	<i>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</i>	9.1	94%	Realizat Adresa nr DSMC/4786/25.01.2019	100%
10	Satisfacția clienților	<i>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)</i>	10.1	7,8	Realizat Adresa nr.SMC 9610/15.02.2019	100%
11	Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului	<i>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.</i>	11.1	<i>Elaborarea strategiei privind managementul riscului</i>	Realizat Strategia de Managementul Riscului este înregistrată cu nr. DSMC/39870/06.08.2018 și aprobată prin HCA 41/2018	100%
			11.2	<i>Elaborarea procedurii de sistem Managementul Riscului</i>	Realizat Procedura de Sistem "Managementul Riscului" PS 05 SMI este aprobată și difuzată prin publicarea în baza de date "Zonapublică"	
			11.3	<i>Elaborarea procedurii de desfășurare a activității EGR</i>	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	<i>Încadrarea în termenele legale de raportare I = termene efective de raportare/ termene prevăzute de raportare *100</i>	12.1	<i>Calendar de comunicare financiară către BVB</i>	Realizat	100%
			12.2	<i>Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani</i>	Realizat Adresa DSMC nr. 14635/ 11.03.2018 Termen 15 martie 2019	
			12.3	<i>Raportare SCI/M</i>	Realizat Adresa nr.DSMC/4786/25/01.2019 raportare pt anul 2018	

			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 DSMC30292/19.06.2018 Adresa DSMC34773/11.07.2018 Adresa DSMC24/03.01.2019	
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	Elaborarea unei proceduri privind prevenirea corupției	Realizat Procedura de prevenire a fost elaborată, aprobată și publicată pe platforma de intranet a societății.	100%
			13.2	Elaborarea unei metodologii de evaluare a riscurilor de corupție	Realizat Metodologia face parte integrantă din procedura de la pct. 13.1	
			13.3	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	Realizat Publicat Raport anual 2017 la adresa: http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/5.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/2.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/	
			13.4	Crearea unei baze de date cu societățile care nu au executat corespunzător contractele încheiate cu TRANSGAZ în urma procedurilor de achiziții publice	Realizat Baza de date a fost constituită la nivelul societății	
			13.5	Elaborarea unei politici anti-mită la nivelul societății	Realizat Au fost aprobate Declarația de politică antifraudă și anticorupție și Politica antifraudă și anticorupției prin HCA 26 din 30.05.2018	
			13.6	Identificarea și asimilarea de bune practici din Ghidul de bune practici al OCDE	Realizat. Aspecte introduse în Politica antifraudă și anticorupție, publicată pe zonapublica.transgaz.ro	
			13.7	Organizarea de cursuri de perfecționare pe teme privind	Realizat conform programului de pregătire și perfecționare profesională	

	integritatea, corupția și fraudă (personal de execuție);	
13.8	Inițierea unei campanii de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției (personal de execuție);	<p>Intern: a fost transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății.</p> <p>Extern: conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEC a realizat 3 activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății. Instruirile au fost realizate în 14.02.2018 (Reprezentanța Transgaz) și în perioada 05-06.06.2018 la sediul Transgaz din Mediaș</p>
13.9	Identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție din cadrul societății (consultant extern)	<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</p> <p>Identificarea este în curs de realizare conform procedurii de prevenire aprobată în decembrie 2018.</p>
13.10	Prioritizarea acțiunilor de audit și control prin creșterea ponderii acestora în zonele expuse la fraudă și corupție	Realizat prin programele de audit și control anuale.
13.11	Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	<p>Realizat</p> <p>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>
13.12	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 nefinanciari pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2018

7. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ

Guvernanța corporativă este un concept cu o conotație foarte largă, care include elemente precum: responsabilitatea managerilor pentru acuratețea informațiilor din rapoartele financiare, existența termenelor limită foarte strânse pentru raportarea financiară, comunicarea și transparența totală asupra rezultatelor financiare, transparența auditului intern, a proceselor și auditului extern.

În detaliu, 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.

Practica confirmă necesitatea intensificării eforturilor de acceptare a guvernanței corporative, deoarece s-a observat că organizațiile care se dedică implementării principiilor acesteia au reușit chiar să ajungă să-și maximizeze performanțele.

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității Transgaz 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, 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, Transgaz urmărește ca prin aplicarea eficientă a prevederilor Regulamentului de Guvernanță Corporativă să asigure un cadru riguros de dimensionare și reglementare a principiilor 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 Guvernare 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 Guvernare Corporativă (Declarația „aplici sau expliți”)** cuprinsă în Raportul Administratorilor.

În luna septembrie 2015, a fost lansat **un nou Cod de Guvernare 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 guvernare corporativă și vizează promovarea unor standarde mai ridicate de guvernare și transparență a companiilor listate.

Implementarea noilor reguli se bazează pe principiul “aplici și expliți” care oferă pieței informații clare, corecte și de actualitate despre modul în care companiile listate se conformează regulilor de guvernare 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 neaprezentare, cu excepția cazului în care neaprezentarea 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	
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,	X	

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
acționar care controlează peste 10% din drepturile de vot, sau cu o companie controlată de acesta.			
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		
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

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
				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 absență) și un raport al Consiliului și comitetelor cu privire la activitățile acestora.	X		
A.10	Declarația privind governanța 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 că 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		

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
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		
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	Auditurile interne trebuie efectuate 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				

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
C.1	<p>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.</p> <p>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 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>		X	Transgaz aplică parțial această prevedere prin respectarea prevederilor OUG 109/2011 art.39 și art. 55 (2).
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	X		

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
cu informații detaliate referitoare la neconformitatea cu prezentul Cod;			
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, 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.	X		
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		X	Activitatea societății este reglementată de

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	<p>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.</p>			<p>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 management ale societății în scopul realizării cu maximă eficiență a obiectivelor de performanță stabilite.</p>
D.4	<p>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.</p>	X		
D.5	<p>Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.</p>	X		
D.6	<p>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.</p>	X		<p>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.</p>
D.7	<p>Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prealabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la</p>	X		

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.			
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 sedințelor/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 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.	X		

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 Corporativă a BVB, consiliul de administrație a avizat modificarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA în sensul respectării prevederilor acesteia și a fost aprobat în art.2 a HAGOA nr.8 din 17.12.2018.

Structura Consiliului de Administrație al Transgaz asigură un echilibru între membrii executivi și neexecutivi, astfel ca nici o persoană sau grup restrâns de persoane să nu poată domina procesul decizional al Consiliului de Administrație.

Procesul decizional în cadrul societății va rămâne o responsabilitate colectivă a Consiliului de Administrație, care va fi ținut responsabil solidar pentru toate deciziile luate în exercitarea competențelor sale. Renunțarea la mandat de către administratorii independenți va fi însoțită de o declarație detaliată privind motivele acestei renunțări.

Membrii Consiliului de Administrație își vor actualiza permanent competențele și își vor îmbunătăți cunoștințele cu privire la activitatea companiei cât și cu privire la cele mai bune practici de governanță corporativă pentru îndeplinirea rolului lor.

Membrii Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA

Componența Consiliului de Administrație al Transgaz începând cu data de 11.07.2017, urmare a HAGOA nr. 3/19.06.2017, respectiv a HAGOA nr. 13/28.12.2017:

STERIAN ION	Administrator executiv-Director General
PETRU ION VĂDUVA	Administrator neexecutiv
BOGDAN GEORGE ILIESCU	Administrator neexecutiv, independent
MINEA NICOLAE	Administrator neexecutiv, independent
LĂPUȘAN REMUS-GABRIEL	Administrator neexecutiv, independent

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 anul 2018 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

acestui;

- 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 oricăror 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 Administratie

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 Comitetelor 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
COMITETUL DE NOMINALIZARE ȘI REMUNERARE	<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>	<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;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 governanță 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; ▪ informează despre politica de remunerare în Statutul/Regulamentul de Governanță 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; ▪ 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 governanța 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</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;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<p>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 Guvernanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 ▪ 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 nr.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 Consiliului de Administrație ai entității auditate cu privire la rezultatele auditului statutar și explică în ce mod a contribuit auditul statutar la

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
		<p>integritatea raportării financiare și care a fost rolul comitetului în acest proces;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	<p>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.</p>	<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 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	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai</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;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
AUTORITĂȚILE PUBLICE	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"> ▪ 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

Urmare a HAGOA nr. 3/19.06.2017 de numire de noi administratori provizorii, respectiv a domnilor Minea Nicolae și Lăpușan Remus-Gabriel, 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. 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
Comitetul de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent

Activitatea desfășurată în anul 2018 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 Guvernanță Corporativă al Bursii 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 anul 2018 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

Nr. crt.	Descriere	Responsabil	Componența Comitetului
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

adrează 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 tututorilor 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 instituțiile 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 româna 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 guvernanta proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a

guvernanței 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 anul 2018 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 anul 2018 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. 28T/ 2017 pentru trimestrul I 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport
Valoarea contractului	3.437.910,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 37L/2017 pentru luna decembrie 2017.
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport
Valoarea contractului	7.331.867,58 lei -Valoarea estimată a actului juridic incl TVA (LEI)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 48L/ 2017 pentru luna ianuarie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport
Valoarea contractului	1.900.572,80lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 52L/2017 pentru luna ianuarie 2018.
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport
Valoarea contractului	8.329.901,34 lei - Valoarea estimată a actului juridic incl TVA (LEI)
Părți contractante	încheiat între SNTGN Transgaz SA și SC ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 29T/2017 pentru trimestrul I 2018 (1 ianuarie 2018 – 1 aprilie 2018)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport
Valoarea contractului	21.896.750,96 lei - Valoarea estimată a actului juridic incl TVA (LEI)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 70L/2018 pentru luna februarie 2018.
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport
Valoarea contractului	5.159.863,80 lei - Valoarea estimată a actului juridic incl. TVA
Părți contractante	Cumpărător – SNTGN Transgaz SA Medias Vânzător – SNGN Romgaz SA Medias
Data încheierii și natura contractului	Data încheierii 01.03.2018 Încheiat în urma derulării licitației cu Nr 19318/01.03.2018 pe platforma STEGN deținută și administrată de Bursa Română de Marfuri
Obiectul Contractului	Gaze naturale din producția internă, necesare echilibrării SNT

Datele Contractului	Clauze contractuale
Valoarea contractului	1.171.500 lei, fără TVA, tarife de prestări servicii, alte taxe, acciză sau impozite
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 97L/2018 pentru luna aprilie 2018.
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport
Valoarea contractului	2.659.373,08 lei – Valoarea estimată a actului juridic inclusiv TVA (LEI)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SC ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 39T/2018 pentru trimestrul II 2018 (1 aprilie 2018 – 1 iulie 2018)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport
Valoarea contractului	482.655,75 lei – Valoarea estimată a actului juridic inclusiv TVA (LEI)
Parti contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Data încheierii 06.08.2018 Încheiat în urma derulării licitației cu Nr. 350 GN / 2018 pe platforma DISPONIBIL deținută și administrată de Bursa Română de Marfuri
Obiectul Contractului	Achiziție gaze naturale pentru acoperirea consumului tehnologic al SNTGN Transgaz SA, în perioada 1 octombrie 2018 - 30 septembrie 2019, contract de vânzare-cumpărare a gazelor natural FN încheiat cu SNGN ROMGAZ SA Mediaș
Valoarea contractului	96.431.510 lei, fără TVA, accize sau taxe de rezervare de capacitate
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 145L/ 2018 pentru luna septembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport
Valoarea contractului	913.777,20 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. 7/2018 (perioada 1 octombrie 2018 – 1 octombrie 2019)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	100.170.665,70 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. 70/2018 (perioada 1 octombrie 2018 – 1 octombrie 2019)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	21.877.623,12 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. 9T/2018 pentru trimestrul IV 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	4.950.165,57 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. 56T/2018 pentru trimestrul IV 2018

Datele Contractului	Clauze contractuale
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	5.577.020,68 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și Complexul Energetic Hunedoara SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 14/2018 (perioada 1 octombrie 2018 – 1 octombrie 2019)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.414.073,57 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și Electrocentrale Constanța S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 27/2018 (perioada 1 octombrie 2018 – 1 octombrie 2019)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	1.576.169,28 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 28L/2018 pentru luna octombrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	582.566,88 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 29L/2018 pentru luna octombrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.511.471,20 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 26/2018 (perioada 1 octombrie 2018 – 1 octombrie 2019)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	23.136.943,29 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 24T/2018 pentru trimestrul IV 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	9.682.205,37 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. 71L/2018 pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	4.580.079,74 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și SNGN ROMGAZ SA

Datele Contractului	Clauze contractuale
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 73L/2018 pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	1.570.282,35 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și Electrocentrale Constanța SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 95L/2018 pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	517.531,48 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și Electrocentrale București SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 65L/2018 pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	3.807.480,81 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. 176L/2018 pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	6.791.758,88 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. 178L/2018 pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.337.060,45 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și Electrocentrale Constanța SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 131L/2018 pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	788.441,85 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între SNTGN TRANSGAZ SA și Electrocentrale București SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 125L/2018 pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	5.070.282,91 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 primele 6 luni ale anului 2018, în Top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București, locul 7 în funcție de valoarea tranzacționată și locul 5 după numărul de tranzacții.

În anul 2018, pe 24 ianuarie, compania a împlinit un deceniu de când este prezentă pe piața de capital din România.

Acțiunea TGN, este o acțiune de portofoliu, atractivă, datorită obiectului de activitate al companiei, statutului de monopol deținut de Transgaz în transportul gazelor naturale, poziției companiei pe piața energetică națională și internațională, profilului financiar robust și capacității societății de a genera performanțe, veniturilor stabile și predictibile, politicii de dividende atractive.

Pentru anul 2017 a fost aprobat în ședința AGOA din data de 07.06.2018 **un dividend brut pe acțiune în valoare de 45,38 lei** în condițiile aplicării cotei de 90,00351 din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit, în baza OG nr.64/2001, a precizărilor aprobate prin OMFP nr.144/2005 precum și a Memorandumului cu tema: Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de administrație, după caz, la societățile naționale, companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2017 sub formă de dividend/vărsăminte la bugetul de stat.

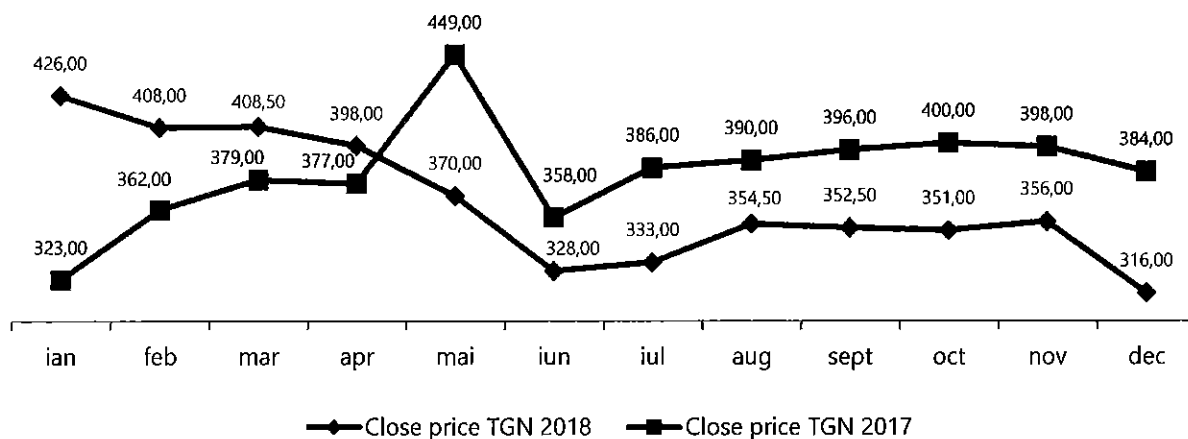
Acțiunea TGN

În anul 2018 prețul de închidere al acțiunii TGN a urmat un trend descendent, înregistrând însă în primele patru luni ale anului valori superioare celor din 2017. Astfel, prețul de închidere a oscilat în jurul valorii de 400 lei/acțiune, cu o creștere medie de 14% față de perioada similară din 2017.

Ulterior, pe fondul incertitudinii valorii cotei repartizate din profitul net al anului financiar 2017 sub formă de dividende, acțiunea TGN a suferit o depreciere semnificativă de 18%, respectiv de la valoarea de 398 lei/acțiune înregistrată la sfârșitul lunii aprilie la valoarea de 328 lei/acțiune la sfârșitul lunii iunie.

În cea de-a doua jumătate a anului 2018 acțiunea TGN a urmat un trend ușor ascendent, dar cu valori sub cele din aceeași perioadă a anului 2017, înregistrând o ușoară corecție, în luna decembrie, datorată ex-datei de dividend suplimentar.

Valorile înregistrate de acțiunea TGN s-au datorat în principal următorilor factori: scăderii cu 1% a profitului brut pe anul financiar 2017 comparativ cu realizările anului financiar 2016 și incertitudinii în ceea ce privește valoarea cotei repartizate din profitul net al anului financiar 2017 sub formă de dividende.

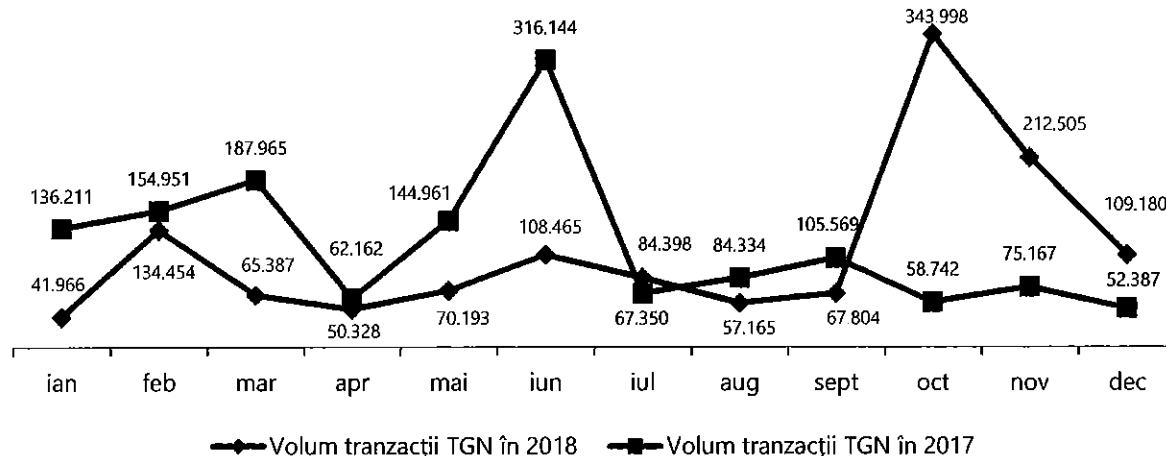


Grafic 37-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017

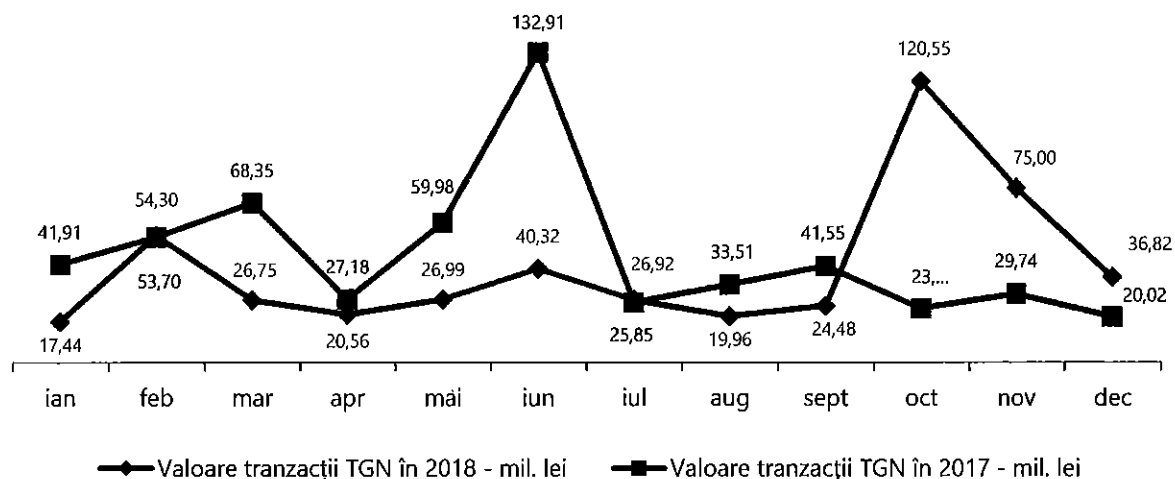
Volumele tranzacționate, dar și valorile tranzacțiilor au înregistrat în anul 2018 valori oscilante. Astfel, în prima jumătate a anului 2018, volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor au fost inferioare celor din anul 2017, înregistrând în lunile februarie și aprilie valori apropiate de cele din anul precedent, pe fondul așteptării de către investitori a aprobării situațiilor financiare anuale și a valorii dividendului aferent anului financiar 2017.

În cea de-a doua parte a anului 2018 valorile și volumele tranzacționate au urmat un trend ușor ascendent, înregistrând valori superioare celor din aceeași perioadă a anului 2017. Astfel, după data de înregistrare a plății dividendelor aferente anului financiar 2017, respectiv 26 iunie 2018, au avut loc creșteri ale volumelor tranzacționate și ale valorilor tranzacțiilor, depășindu-se în luna iulie a anului 2018 valorile atinse în anul anterior, cu 25% respectiv 4%. Ulterior, pe fondul vânzării unui pachet de acțiuni TGN din cadrul grupului Utilico Emerging Markets, atât volumul cât și valorile tranzacționate au înregistrat creșteri semnificative, atingând în luna octombrie 2018 un număr de 343.998 tranzacții și o valoare de 120,55 milioane lei, acestea fiind și maximele anului 2018.

Urmare a publicării convocatorului privind aprobarea și plata începând cu data de 28.12.2018, a dividendelor distribuite din sumele existente în soldul la 31.12.2017, al conturilor "Alte rezerve" și "Rezultatul reportat", volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor din trimestrul IV al anului 2018, au înregistrat valori superioare celor din perioada similară a anului 2017.

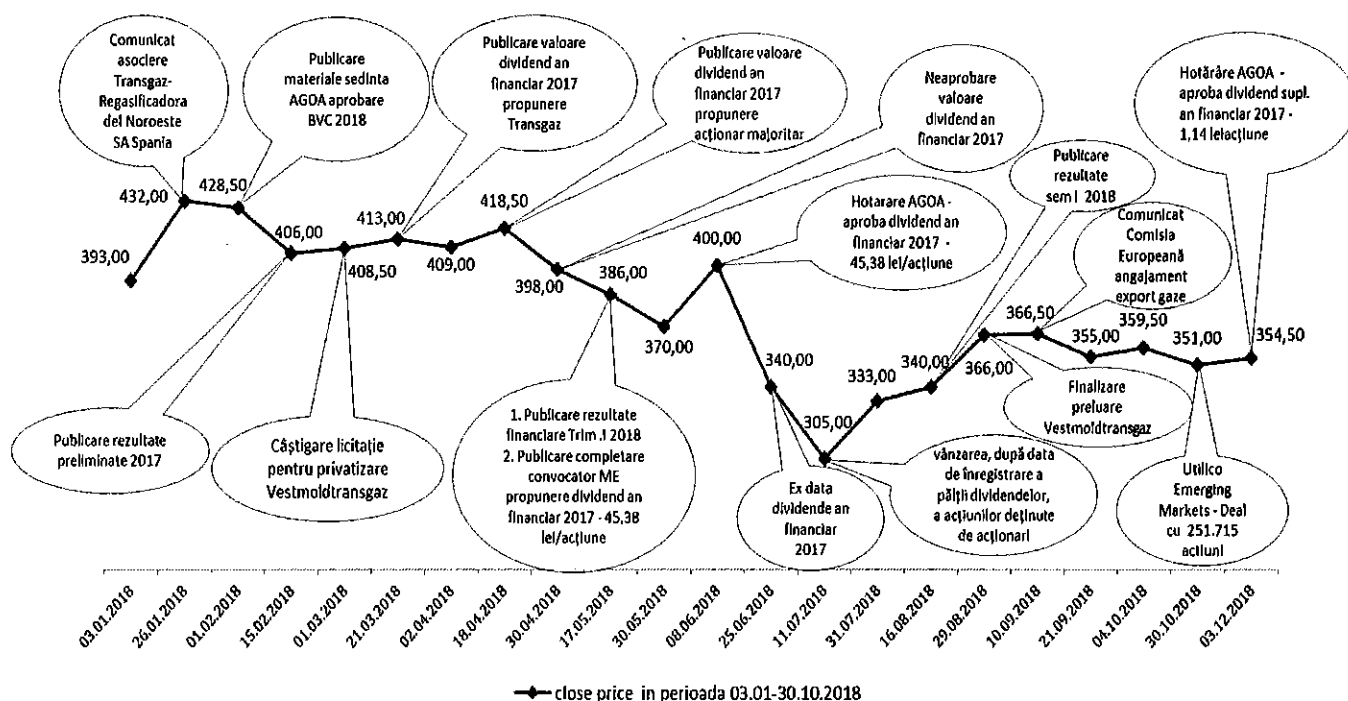


Grafic 38-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017



Grafic 39-Valoare tranzacții TGN-mil lei în perioada 01.01.2018-31.12.2018 vs. 01.01.2017-31.12.2017

Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în anul 2018



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

Data	P/BV	PER*	DIVY	EPS
31.12.2018	1,00	6,39	14,72	49,44
31.12.2017	1,18	7,60	15,85	50,50

*valori raportate la data de 31 decembrie 2017, respectiv 31 decembrie 2016

În perioada încheiată la 31 decembrie 2018, toți cei patru indicatori bursieri, respectiv P/BV (raportul prețului pe valoarea contabilă a unei acțiuni), PER (prețul acțiunii/profitul pe acțiune), randamentul dividendelor (DIVY) precum și indicatorul EPS (profitul pe acțiunea TGN) au înregistrat scăderi comparativ cu aceeași perioadă a anului 2017.

Valoarea de 14,72 înregistrată de DIVY la 31.12.2018 se datorează cuantumului ridicat al dividendului distribuit pentru anul financiar 2017, respectiv de 46,52 lei/acțiune (45,38 lei/acțiune + 1,14 lei/acțiune).

Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu cei ai companiilor similare din Europa, la începutul anului 2018, este următoarea:

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	14,0	2,2	10,6
SNAM SpA	Italia	13,4	2,1	12,1
Fluxys	Belgia	31,5	2,7	10,7
Media		19,6	2,3	11,1
Transgaz	Romania	6,68	1,1	4,95
Premium /Discount		66%	52%	55%

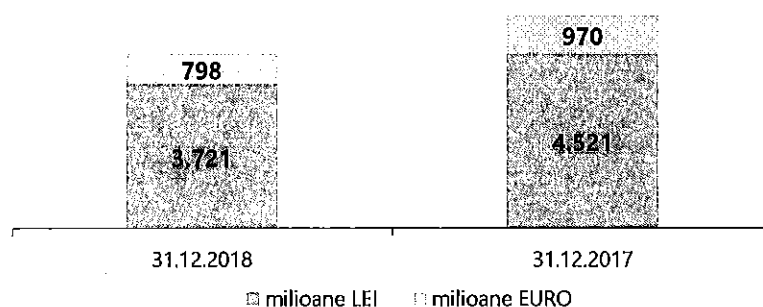
Sursa: Bloomberg la data de 25.01.2018

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

Capitalizarea bursieră

Capitalizarea bursieră a companiei la data de 31.12.2018 a fost de 3,72 miliarde lei (798 mil. euro), respectiv cu 800 milioane lei (~ 172 milioane euro) sub nivelul înregistrat la 31.12.2017.

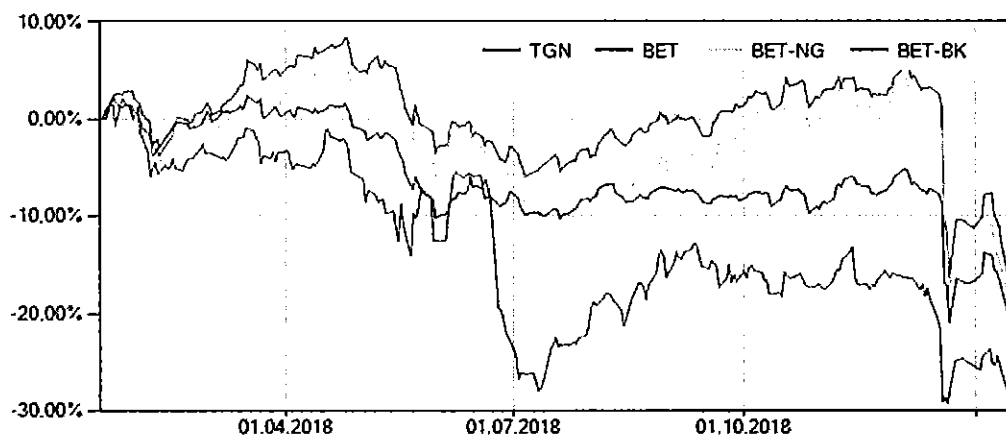
Monedă	Anul 2018		Anul 2017	
	03.01.2018	31.12.2018	03.01.2017	31.12.2017
LEI	4.627.120.692	3.720.534.704	3.473.283.980	4.521.156.096
EURO	996.966.451	797.730.377	768.850.909	970.267.634
Curs Euro/BNR	4,6412	4,6639	4,5175	4,6597



Grafic 40 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 31.12.2018 vs. 31.12.2017

Urmare a valorilor capitalizării bursiere înregistrate de către societate în luna decembrie 2018, Bursa de Valori București a plasat Transgaz pe **locul 7 în TOP 15 emitenți după capitalizarea bursieră**, înaintea unor companii din sectorul energetic precum Transelectrica și Nuclearelectrica.

Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK pe parcursul anului 2018



Grafic 4142-Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în anul 2018

6.3 Politica cu privire la dividend

În anul 2018, propunerea pentru determinarea valorii dividendelor aferente anului financiar 2017 s-a realizat prin aplicarea cotei de 90,00351% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit, în baza OG nr.64/2001, a precizărilor aprobate prin OMFP nr.144/2005 precum și a Memorandumului cu tema: Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de administrație, după caz, la societățile naționale, companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2017 sub formă de dividend/vărsăminte la bugetul de stat.

Astfel, în conformitate cu prevederile Hotărârii nr.4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 07.06.2018, acționarii SNTGN Transgaz SA au aprobat un dividend brut pe acțiune în valoare de 45,38 lei/acțiune, aferent anului financiar 2017 pentru acționarii înregistrați la data de înregistrare 26 iunie 2018. Transgaz efectuează plata dividendelor aferente exercițiului financiar 2017 prin intermediul Depozitarului Central SA și BRD Groupe Societe Generale, agentul de plată desemnat, începând cu data de 16 iulie 2018 (data plății).

Totodată, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din data de 03.12.2018, prin aplicarea prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 29/2017 pentru modificarea art. 1 alin.(1) lit. g) din Ordonanța Guvernului 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 și pentru modificarea art. 1 alin. (2) și (3) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind Guvernanta Corporativă a Întreprinderilor Publice, a aprobat **distribuirea sub formă de dividende a sumei de 13.472.486 lei, din sumele existente în soldul la 31.12.2017 al conturilor „alte rezerve” și „rezultatul reportat”, respectiv plata unui dividend brut pe acțiune în valoare de 1,14 lei/acțiune**, tuturor acționarilor înscriși în registrul acționarilor Transgaz din data de 19.12.2018.

La sfârșitul anului 2018, societatea a plătit acționarilor dividende nete aferente anului financiar 2017 distribuite conform HAGOA nr. 4 din data de 07.06.2018 în valoare de 524.565.032,81 lei pentru un număr de 11.706.519 acțiuni și dividende nete distribuite conform HAGOA nr. 7 din data de 03.12.2018 în valoare de 13.103.381,73 lei pentru un număr de 11.623.560 acțiuni.

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.

6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative

În anul 2018 nu au avut loc fuzionări sau reorganizări în cadrul SNTGN Transgaz SA.

Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **SC MEBIS SA Bistrița**, 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, depozități, 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); scopul înființării filialei a fost participarea la procedura de privatizare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz care operează conducta Iași-Ungheni pe teritoriul Moldovei;
- **„Phaedra’s SHA”** înființarea consorțiului format din Reganosa, Transgaz și BERD a depus o ofertă pentru participarea în cea de-a doua rundă a procesului de privatizare a 66% din compania DESFA, operatorul elen al rețelei de transport gaze naturale. Consorțiul este în lichidare, deoarece nu a câștigat licitația pentru achiziția DESFA, astfel ca societatea a înregistrat o ajustare pentru depreciere de 100% din cost.

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 membri 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	Comanita 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	Nita 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 31.12.2018:

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 și Management Corporativ
6	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
7	Alic Octavian Ciprian	Director	Departament Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale
8	Stroia Gheorghe Marius	Director	Departament Operare
9	Cosma Emil Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
10	Leahu Mihai Leontin	Director	Departament Proiectare Cercetare
11	Beldiman Ion	Director	Departament Management Energetic, Automatizări și SCADA
12	Luca Bogdan Avram	Director	Departamentul Achiziții Sectoriale și Contractări
13	Mateș Angela Aneta	Director	Departament Organizare, Resurse Umane
14	Gruia Daniel	Director	Departament Tehnologia Informației și Comunicații
15	Fodor Mihai Iuliu Ilnoșit la data raportului de doamna Sasu Elena	Director	Direcția Buget, Finanțe
16	Comăniță Adela Marinela	Director	Direcția Contabilitate
17	Niculaie-Faranga Dan	Director	Direcția Finanțări, Suport Reprezentante și Proiecte Speciale
18	Niculescu Oana Cristina	Director	Direcția Strategie Bugetara
19	Idu Olga la data raportului a încetat	Director	Direcția Juridică

	Contratul de Muncă pe motiv de pensionare		
20	Iancu Cristina Daniela	Director adjunct direcție	Direcția Juridică
21	Banu Larisa	Director	Direcția Operare PVT
22	Bunea Florin	Director	Dispecerat Național de Gaze Naturale
23	Rau Ioan	Director	Direcția Comercială
24	Sai Alexandru	Director	Direcția Masurare Calitate Gaze Naturale
25	Muntean Aurel	Director adjunct	Direcția Masurare Calitate Gaze Naturale
26	Dragoman Irina Georgiana	Director	Direcția Reglementări Gaze Naturale
27	Vlahbei Andra Ioana	Director adjunct	Direcția Reglementări Gaze Naturale
28	Barbu Viorel	Director	Direcția Reabilitare SNT
29	Petrescu Monica Alexandra	Director	Direcția Achiziții Proiecte Speciale
30	Popescu Corneliu Paul	Manager proiect	UMP BRUA
31	Grajdán Vasilica	Director	Direcția Organizare și Planificare Resurse Umane
32	Sârbu Ionel	Director	Direcția Reglementări și Formalități Terenuri
33	Ene Alin	Director	Direcția Inspecție Generală
34	Drăghici Aurelian	Director	Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte
35	Achim Viorel Ciprian	Director	Direcția Mediu, Protecție și Securitate
36	Iuga Alexandru	Director	Direcția Aprovizionare și Transport
37	Lupu Emil la data raportului este director Direcția Cercetare Arheologică	Manager	Unitatea de Cercetare Arheologică
38	Lata Ilie	Director sucursală	Sucursala Mediaș
39	Velicea Angela	Director economic	Sucursala Mediaș
40	Alexandru Ionel	Director	Exploatarea Teritorială Arad
41	Cristolovean Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Brașov
42	Schimdt-Hăineala Eduard-Cristian	Director	Dep. Exploatare și Mentenanță Exploatarea Teritorială Bacău
43	Gurgu Victorel	Director	Exploatarea Teritorială București
44	Dumitru Nicușor	Șef serviciu cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Brăila
45	Nita Viorel	Director	Exploatarea Teritorială Craiova
46	Tandru Marcel	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

8. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR

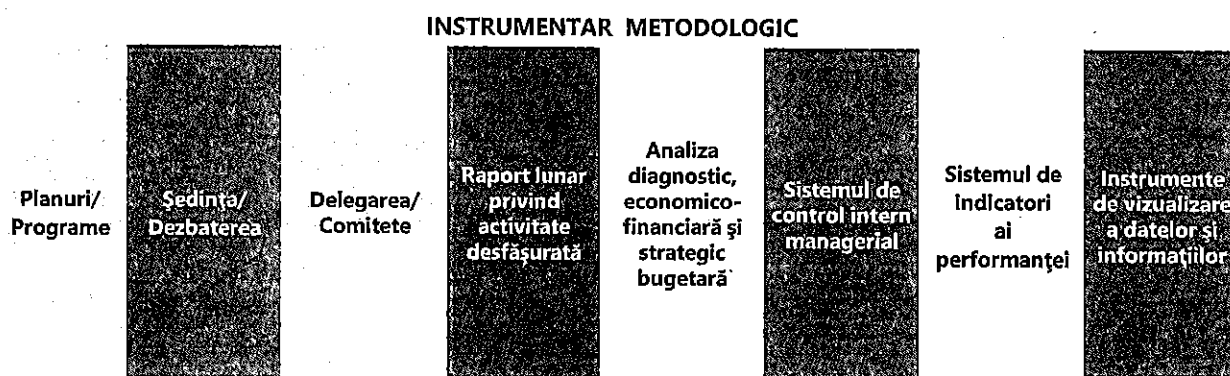
În temeiul art. 55 și art. 56 din OUG 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, administratorii SNTGN Transgaz SA supun aprobării Adunării Generale a Acționarilor, Raportul administratorilor pe anul 2018.

În baza următoarelor prevederi legale:

- Art. 111 alin (2) lit.(d); Art. 155 și Art. 186 din Legea nr.31/1990 a societăților, republicată cu modificările și completările ulterioare;
- Art. 15 paragraf 3 lit.(h) din Actul Constitutiv al SNTGN Transgaz SA actualizat la 29.04.2016;
- Art. 4.1 lit (h) din Contractul de Mandat al Administratorilor încheiat la 28.12.2017

administratorii societății supun aprobării Adunării Generale a Acționarilor, descărcarea de gestiune pentru activitatea desfășurată în anul 2018, astfel cum aceasta este prezentată în prezentul raport.

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:



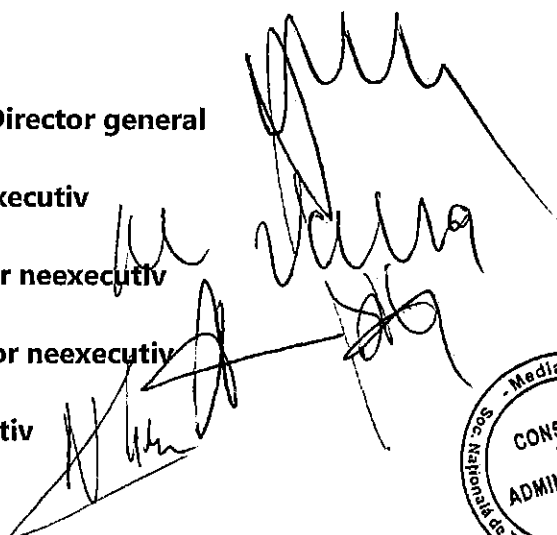
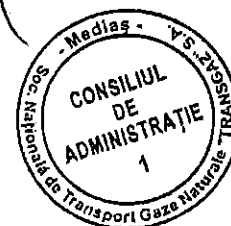
ION STERIAN – Administrator executiv - Director general

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 31.12.2018.....	5
Tabel 2 – Evoluția indicatorilor standard de performanță în 2018 vs 2017	8
Tabel 3- Evoluția principalilor indicatori economico-financiarți în perioada 2016-2018	9
Tabel 4 - Evoluția indicatorilor de pro fitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2016-2018.....	11
Tabel 5 –Indicatorilor cheie de performanță financiarți pentru calculul componenteți variabile a remunerației în anul 2018 realizat vs bugetat.....	12
Tabel 6-Indicatori cheie de performanță nefinanciarți pentru calculul componenteți variabile a remunerației în anul 2018.....	16
Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani	54
Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2018	67
Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 31.12.2018, din perspectiva duratei de funcționare.....	68
Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic.....	71
Tabel 11- Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2016-2018	72
Tabel 12 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție – 31.12.2018.....	81
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 03.01-31.12.2018.....	82
Tabel 14-Situația contractelor încheiate pentru derularea proiectului BRUA în anul 2018.....	83
Tabel 15- Situația poziției financiare a societății în perioada 2017-2018	84
Tabel 16-Situația contului de profit și pierdere 2018 vs2017.....	87
Tabel 17- Veniturile activității de exploatare- Realizări 2018 vs 2017.....	88
Tabel 18- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2018 vs 2017	88
Tabel 19 - Situația fluxurilor de trezorerie – 2018 vs 2017	89
Tabel 20 - Rezultatele financiare 2018 vs. 2017.....	90
Tabel 21 - Cantitatea de gaze naturale facturate 2018 vs. 2017.....	91
Tabel 22- Rezultate financiare 2018 vs.Buget 2018	94
Tabel 23 – Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și Realizări 12 luni 2018 vs. BVC (%).....	95
Tabel 24 – Realizări 2018 vs. Plan de administrare 2018.....	96
Tabel 25 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2018 vs Plan de administrare 2017-2021	100
Tabel 26– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2018 vs Plan de administrare 2017 – 2021	101
Tabel 27- Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2016-2018 aprobată în planul de management	109
Tabel 28- Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018.....	109
Tabel 29 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2018.....	110
Tabel 30 - Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018.....	111
Tabel 31- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății în anul 2018	112
Tabel 32- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în perioada 2016-2018.....	112
Tabel 33- Situația numărului de personal care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare	112
Tabel 34 - Bugetul de sponsorizare 2018.....	114
Tabel 35 – Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018.....	114
Tabel 38 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciarți pentru calculul componenteți variabile a remunerației.....	139
Tabel 39-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa.....	171
Tabel 40- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2018.....	176
Tabel 41-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA.....	177

LISTĂ GRAFICE

Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 31.12..2018.....	6
Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 31.12.2018.....	6
Grafic 3 -Cifra de afaceri 2016-2018 (mii lei)	9
Grafic 4-Profitul net 2016-2018 (mii lei).....	9
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în perioada 2016-2018	10
Grafic 6-Evoluția principalilor indicatori economico-financiarți în perioada 2016-2018.....	10
Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare în perioada 2016-2018 (mii lei).....	10
Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2016-2018	11
Grafic 9-Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2016 - 2018.....	12

Grafic 10- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -31 decembrie 2018	71
Grafic 11-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic.....	71
Grafic 12-Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic	72
Grafic 13-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2016-2018	72
Grafic 14-Nivelul consumului tehnologic total realizat vs. total programat 2018.....	72
Grafic 15-Stadiu PMDI -ianuarie 2018	73
Grafic 16-Stadiu PMDI-decembrie 2018.....	73
Grafic 17-PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Ianuarie 2018	76
Grafic 18-PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Decembrie 2018	76
Grafic 19-PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT.....	78
Grafic 20-PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT.....	79
Grafic 21-Situația procedurilor de achiziții la 31.12.2018	80
Grafic 22-Situația achizițiilor directe la 31.12.2018	81
Grafic 23-Situația procedurilor PAAS pentru BRUA-FAZA 1 la 31.12.2018	83
Grafic 24-Rezultate financiare 2018 vs. 2017 (mii lei).....	91
Grafic 25-Rezultate financiare 2018 vs 2017 (%).....	91
Grafic 26-Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și realizări 12 luni 2018 vs. BVC 2018	95
Grafic 27-Ponderea consumului tehnologic in total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-2018	108
Grafic 28-Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018 aprobat vs realizat	109
Grafic 29-Evoluția numărului de angajați în anul 2018 vs. 2017	110
Grafic 30- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018.....	111
Grafic 31- Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018.....	115
Grafic 32-Evoluția gradului de implementare al SCI/M.....	126
Grafic 33-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în anul 2018.....	134
Grafic 34-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în anul 2018	134
Grafic 35-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în anul 2018	135
Grafic 36-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în anul 2018	135
Grafic 37-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017.....	169
Grafic 38-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017.....	169
Grafic 39-Valoare tranzacții TGN–mil lei în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017.....	170
Grafic 40-Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 31.12.2018 vs. 31.12.2017	171
Grafic 41-Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în anul 2018	172

LISTĂ FIGURI

Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT	17
Figura 2- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze.....	18
Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1	20
Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2.....	32
Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră–Podișor.....	35
Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT	37
Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României	40
Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3.....	43
Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră.....	45
Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaș–Mokrin.....	47
Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	50
Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România.....	52
Figura 13-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale.....	67
Figura 14-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT.....	70
Figura 15 -Indicatori de performanță	100
Figura 16 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA....	121
Figura 17 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA....	121
Figura 18 -Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial 2018 vs 2017	126