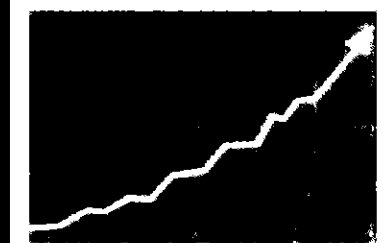
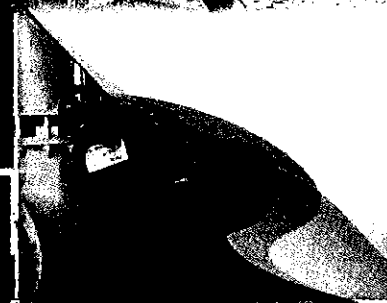
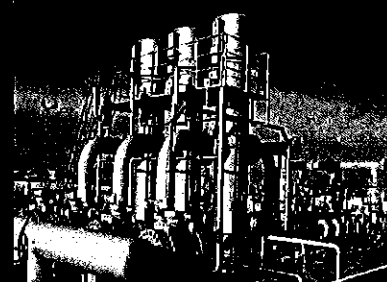


SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR

- 2019 -



CUPRINS

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI.....	2
1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT.....	4
1.1 Date de identificare raport și emitent.....	4
1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaționale	4
1.3 Acționariat	5
1.4 Organizare.....	6
2. SUMAR EXECUTIV.....	8
2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare.....	8
2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI).....	12
3. STRATEGIA DE DEZVOLTARE.....	16
3.1 Proiecte strategice.....	16
3.2 Accesare Fonduri Europene	63
3.3 Cooperare Internațională	66
3.4 Acorduri de Interconectare.....	73
3.5 Retehnologizare și automatizare - SCADA	75
3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparații, reabilitare și de mentenanță a SNT	76
3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT.....	76
3.6.2 Activitatea de operare.....	80
3.6.3 Politica de investiții.....	83
3.6.4 Politica privind mentenanța SNT	86
3.7 Controlul achizițiilor	90
4. RAPORTARE FINANCIARĂ.....	94
4.1 Poziția financiară.....	94
4.2 Rezultatul global	98
4.3 Situația fluxurilor de trezorerie	99
4.4 Analiza factorială a activității	101
4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar	107
4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021.....	111
5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ.....	113
5.1 Declarația nefinanciară.....	113
5.2 Management responsabil și strategii sustenabile.....	114
5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională.....	114
5.2.2 Protecția mediului.....	116
5.2.3 Resurse Umane	120
5.2.4 Social și responsabilitate corporativă	126
5.2.5 Etică și integritate.....	129
5.2.6 Politica de conformitate	131
5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial	132
5.2.8 Managementul Riscului	139
5.2.9 Comunicare	145
5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanciari.....	147
6. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ.....	151
6.1 DECLARAȚIA DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ	152
Responsabilitate socială (CSR).....	173
6.2 Activitatea pe piața de capital.....	184
6.3 Politica cu privire la dividend.....	189
6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative	190
7. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII.....	191
7.1 Obiective strategice privind administrarea SNTGN TRANSGAZ SA în perioada 2017-2021.....	191
7.2 Managementul executiv	192
8. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR.....	195

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 2019-2028, aprobat prin decizia ANRE nr.2080/11.12.2019**, reprezintă investiții strategice pentru securitatea energetică și dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.*

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

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

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

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

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

Totodată, având în vedere contextul actual privind starea de urgență instituită pe teritoriul României, pentru 30 de zile, respectiv în perioada 16.03-16.04.2020, prin Decretul prezidențial nr. 195/16.03.2020, publicat în MO al României, Partea I, Nr. 212/16.03.2020, ca eveniment ulterior activității anului 2019, prezentată în acest raport, dorim să informăm pe toți cei interesați asupra faptului că, la nivelul SNTGN Transgaz SA, conducerea executivă a elaborat și Consiliul de Administrație a aprobat prin Hotărârea nr. 11/13.03.2020, implementarea **Planului de Măsuri în situația declarării epidemiei generate de virusul de tip COVID -19, afectării sănătății salariaților societății și activității SNTGN Transgaz SA.** Documentul este postat pe site-ul companiei la adresa: <http://www.transgaz.ro/ro/prezentare-plan-de-masuri-covid-19> și va fi actualizat periodic, funcție de modificările intervenite.

Cu aleasă considerație,

ION STERIAN – Administrator executiv – Director general

LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv – Președintele Consiliului de Administrație

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv

MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv

1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT

1.1 Date de identificare raport și emitent

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

Pentru anul încheiat la: 31 decembrie 2019

Data raportului: 16 martie 2020.

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

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

Cod de înregistrare fiscală: RO13068733

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

Capital social subscris și vărsat: 117.738.440 lei

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

1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaționale

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

Misiunea

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

Misiunea SNTGN Transgaz SA constă în:

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

Viziunea

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

Viziunea ca mesaj către comunitate

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

Viziunea ca mesaj către acționari

Societate performantă orientată spre creșterea continuă a plusvalorii pentru acționari.

Viziunea ca mesaj către salariați

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

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

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

Punctele forte ale SNTGN Transgaz SA

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

1.3 Acționariat

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

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

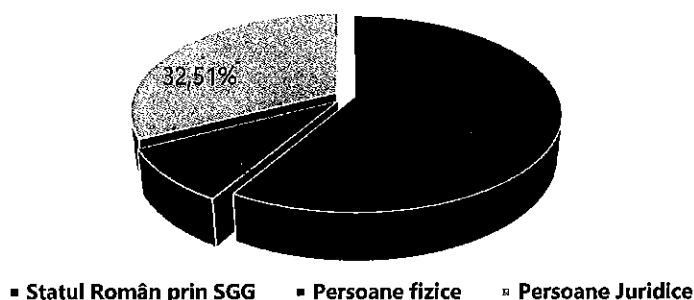
Începând cu data de 14 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al Statului Român la Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA se realizează de către Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului, ca urmare a transferului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

La data de 31.12.2019 structura acționariatului SNTGN Transgaz SA a fost următoarea:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului (SGG)	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice), din care	4.885.004	41,4903
✓ persoane fizice	1.057.641	8,9830
✓ persoane juridice	3.827.363	32,5073
Total	11.773.844	100,00

Tabel 1-Structura Acționariatului la 31.12.2019

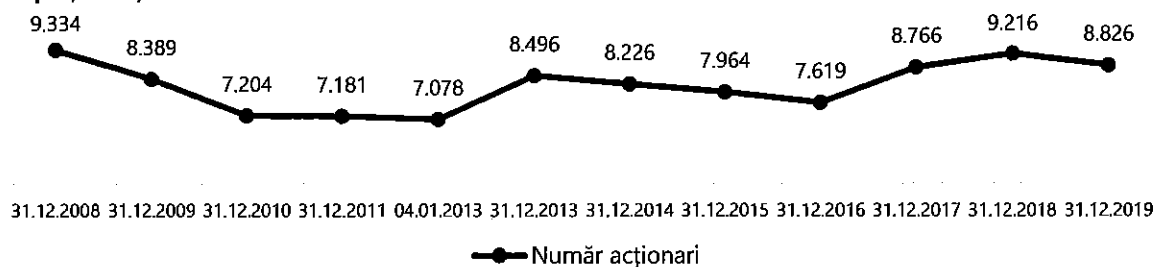
Structura acționariatului TGN la 31 Decembrie 2019



Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 31.12.2019

Capitalul social al Transgaz la data de 31 decembrie 2019 este de 117.738.440 lei și este împărțit în 11.773.844 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

În ceea ce privește numărul de acționari, conform registrului acționarilor Transgaz la data de referință de 31.12.2019 sunt înregistrați un număr de 8.826 acționari TGN, cu 390 de acționari mai puțin față de data de 31.12.2018.



Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 31.12.2019

1.4 Organizare

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. SUMAR EXECUTIV

2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare

Activitatea economico-financiară a SNTGN Transgaz SA în anul 2019 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 2019 a indicatorilor standard de performanță față de valoarea acestora la data de 31 decembrie 2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

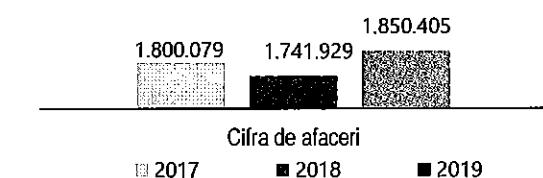
Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	UM	Coeficient de ponderare	Realizat	
					2019	2018
1.	Investiții puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	0,15	57.400	113.334
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	0,15	541.590	749.506
3.	Productivitatea muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	lei/ pers.	0,15	435.799	406.613
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	404.509	315.637
6.	Consumul tehnologic	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	0,15	82,97%	69,81%
7.	Cheltuieli de exploatare 1.000 venituri din exploatare	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare	lei	0,15	779	651

Tabel 2 – Evoluția indicatorilor standard de performanță în 2019 vs 2018

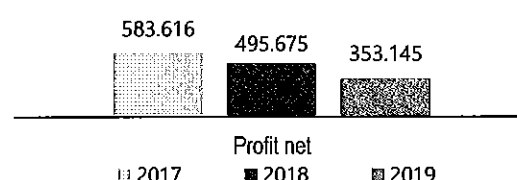
Principalii indicatori economico-financiari realizați în perioada 2017 - 2019 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Indicator	Realizări la 31 decembrie (mii lei)			Dinamica (%)
		2017	2018	2019	
0	1	2	3	4	5=4/3*100
1.	Cifra de afaceri	1.800.079	1.741.929	1.850.405	106,23
2.	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.719.993	1.608.437	1.576.667	98,02
3.	Venituri din activitatea de echilibrare	120.686	235.427	324.688	137,91
4.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	63.950	405.794	868.357	213,99
5.	Venituri financiare	190.546	46.844	98.952	211,24
6.	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.055.267	1.046.952	1.228.699	117,36
7.	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	120.686	235.427	324.688	137,91
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	63.950	405.794	868.357	213,99
9.	Cheltuieli financiare	150.227	25.449	27.818	109,31
10.	Profit brut	705.045	582.880	419.102	71,90
11.	Impozit pe profit	125.305	98.132	86.676	88,33
12.	Venituri din impozitul pe profit amânat	3.876	10.927	15.833	144,90
13.	Profit net	583.616	495.675	348.259	70,26
14.	Rezultatul global total aferent perioadei	601.442	491.233	343.622	69,95
15.	Gaze transportate*	12.869.908	12.975.921	13.227.501	101,94
16.	Cheltuieli de investiții	95.599	468.151	1.063.025	227,07
17.	Cheltuieli de reabilitare	13.954	21.646	12.632	58,36
18.	Consum tehnologic	73.831	70.003	66.257	94,65
19.	Consum tehnologic mii mc	95.243	81.034	65.208	80,47

Tabel 3- Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în perioada 2017-2019



Grafic 3 -Cifra de afaceri 2017-2019 (mii lei)

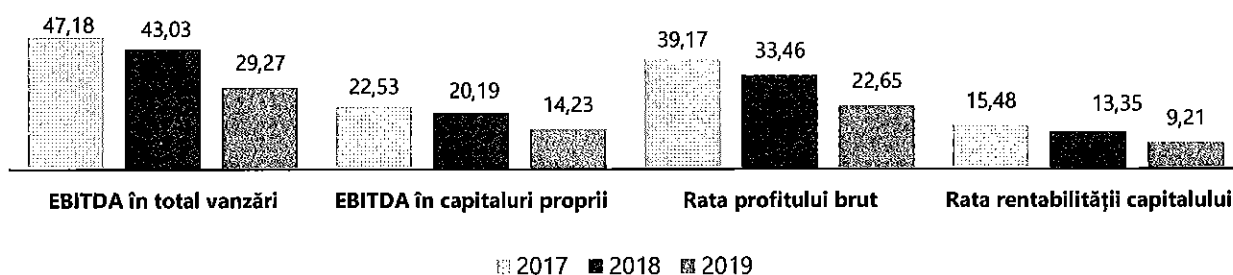


Grafic 4-Profitul net 2017-2019 (mii lei)

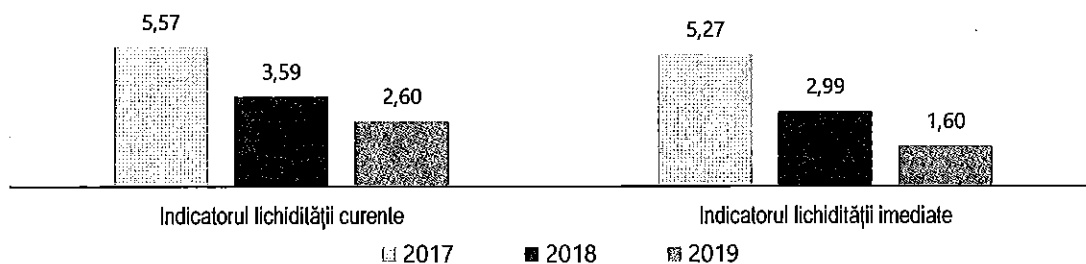
Valorile indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2017-2019:

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	2017	2018	2019
1.	Indicatori de profitabilitate				
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	47,18%	43,03%	29,27%
		Cifra de afaceri			
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	22,53%	20,19%	14,23%
		Capitaluri proprii			
	Rata profitului brut	Profitul brut	39,17%	33,46%	22,65%
		Cifra de afaceri			
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	15,48%	13,35%	9,21%
		Capitaluri proprii			
2.	Indicatori de lichiditate				
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	5,57	3,59	2,58
		Datorii pe termen scurt			
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	5,27	2,99	1,60
		Datorii pe termen scurt			
3.	Indicatori de risc				
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,85%	6,28%	17,44%
		Capitaluri proprii			
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	X	222,77	80,40
		Cheltuieli cu dobândă			
4.	Indicatori de gestiune				
	Viteza de rotație a debitelor- clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	142,85	141,49	137,09
		Cifra de afaceri			
	Viteza de rotație a creditelor- furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	19,43	35,52	40,78
		Cifra de afaceri			

Tabel 4 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2017-2019



Grafic 8 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2017-2019



Grafic 9 - Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2017 - 2019

2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)

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

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

Nr crt	Indicator	Obiectiv	2019		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat	
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)	Menținerea nivelului cheltuielilor de exploatare la nivelul asumat în Planul de administrare.	1.070.891	894.795	120%
3.	Rata lichidității curente "Testul acid"	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	0,91	1,60	176%
4.	Rata de îndatorare netă	Menținerea unui nivel al ratei de îndatorare netă sub limitele stabilite pentru obținerea finanțării bancare, respectiv: 3 -2017; 3- 2018; 5,5 - 2019; 5,5 -2020; 4-2021	5,5	1,23	449%
5.	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare.	329.594	541.590	164%

Tabel 5 –Indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2019 realizat vs bugetat

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

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2019		Grad de realizare
				Planificat	Realizat	
Operaționali						
6.	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani $I = (acțiuni realizate + demarate) / acțiuni propuse$ Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Construcție Faza 1	În derulare -s-au sudat peste 300 km din cei 479 km pentru BRUA Faza I; -STC Jupa finalizată și pusă în funcțiune în data de 30.09.2019; -STC Podișor- finalizată și pusă în funcțiune în data de 31.10.2019, -STC Bibești – în execuție, punerea în funcțiune se estimează pentru data de 30 iunie 2020, - finalizare execuție punere în funcțiune secțiunea Jupa – Recaș (parte din lot 3)	100%

		Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	6.2	Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție	-Finalizat	
				Obținere Decizie exhaustivă –etapa 2	-Finalizat	
		Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	6.3	Isaccea 1 – demarare construcție	- În derulare execuție Isaccea 1	
				Negru Vodă 1 – demarare execuție	- Proiect tehnic în elaborare (actualizat termenul de finalizare)	
7.	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	<1	0,49	100%
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	$IP_0^1 \geq 90\%$	92,44%	100%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	100%	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	100%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	100%	
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	100%	
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%	
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	-	
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%	
			8.10	$IP_3^2 \geq 95\%$	-	
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	-	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	-	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	-	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	100%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	96,77%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	-	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	
Guvernanță corporativă						
9.	Implementare a sistemului de control intern/ managerial	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde	9.1	94%	Realizat -Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/1446/13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020.	100%

		prevăzute de ordinul 600/2018*100			<p>-Situafia centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1387/13.01.2020.</p> <p>-Chestionar de Autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1383/13.01.2020.</p> <p>-Situafia sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31.12.2019, nr. 1385/13.01.2020.</p> <p>-Actualizarea Deciziei privind constituirea Comisiei de monitorizare, nr. 283/15.03.2019</p> <p>-Actualizarea Deciziei privind numirea Responsabililor SCI/M, nr. 282/15.03.2019;</p> <p>-Actualizarea „Programului de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA” pe anul 2019 nr. 1330/10.01.2019;</p> <p>- Informare privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2019, nr. 8209/12.02.2020;</p> <p>-Informare privind monitorizarea performanțelor la nivelul societății pentru anul 2019, nr. DSMC/8211/12.02.2020.</p>	
10.	Satisfacția clienților	Realizarea țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)	10.1	7,9	<p>Realizat</p> <p>Adresa nr. SMC 8521/13.02.2020 pentru anul 2019</p>	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	Actualizarea documentelor specifice Managementului riscului	<p>Realizat</p> <p>-Decizia de actualizare a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 284/15.03.2019;</p> <p>-Limita de toleranță, pentru anul 2019 nr. 3885/ 21.01.2019;</p> <p>-Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2018, nr. 3885/21.01. 2019;</p> <p>- Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019, nr. 1512/13.01. 2020.</p> <p>-Analiza riscurilor strategice cuprinse în Registrul de Riscuri, la nivel de societate-anul 2018 nr. 2738/16.01.2019 și reclassificarea riscurilor strategice;</p> <p>-Declarația – Angajament a Directorului General privind Managementul Riscului, actualizată în mai 2019</p>	100%
			11.2	Actualizare Registrul riscului Actualizare Plan de masuri pentru minimizare riscuri	<p>Realizat</p> <p>-Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019, nr. 2740/16.01.2019;</p> <p>-Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019, nr. 2877/16.01.2019.</p>	
			11.3	Raportare monitorizare riscuri	<p>Realizat</p> <p>-Informare privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul societății, pentru anul 2019, nr. 1518/ 13.01.2020;</p> <p>-Informare privind analiza progresului realizării obiectivelor specifice și a Programului de implementare a măsurilor stabilite în Strategia de Managementul Riscurilor, nr. DG 37873/27.06.2019;</p>	

					-Informarea CA, de către Comitetul de Audit și Rating privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2018, nr. DG 37870/27.06.2019, ședința CA din 04.07.2019.	
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/16016/ 15.03.2019 Termen 15 martie 2019 Adresa DSMC/11471/26.02.2020 Termen 1 martie 2020	
			12.3	<i>Raportare SCI/M</i>	Realizat Adresa nr DSMC/4786/ 25/01.2019 - raportare pt anul 2018. Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/1446/ 13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. (se raportează anual)	
			12.4	<i>Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale</i>	Realizat Adresa nr. 69593/ 22.11.2019 raportare ANRE pt. anul gazier 2018-2019 (se raportează anual)	
			12.5	<i>Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011</i>	Realizat Adresa DSMC 38243/28.06.2019 Raportare aferentă semestrului I 2019 Adresa DSMC 393/07.01.2020 Raportare aferentă semestrului II 2019	
13.	Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca element al planurilor manageriale	<i>Respectarea măsurilor asumate prin Planul de integritate aprobat I = măsuri realizate în termen /măsuri propuse* 100</i>	13.1	<i>Publicarea rezultatelor evaluării SCIM</i>	Realizat Publicat Raport asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data 31.12.2019, nr. 1427/13.01.2020 la adresa: http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/6.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/3.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/Raportare%20SCIM%20la%2031.12.%202019.pdf	100%
			13.2	<i>Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute</i>	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 (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2); La nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 5573/31.01.2020, a fost transmis către Secretariatul General al Guvernului Raportul la data de 31.12.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al	

		S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., Situația incidentelor de integritate (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2);
13.3	Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet); http://zonapublica.transgaz.ro/Strategia%20de%20lupta%20anticoruptie/

Tabel 6-Indicatori cheie de performanță nefinancieri pentru calculul componentei variabile a remunerației în anul 2019

3. STRATEGIA DE DEZVOLTARE

3.1 Proiecte strategice

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

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

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

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

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

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) se realizează în două faze:
 - 1.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA)-**Faza 1**;
 - 1.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA)-**Faza 2**;
2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
3. Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1;

4. Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova;
5. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA faza 3);
6. Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor naturale din Marea Neagră;
7. Interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale din România cu sistemul de transport gaze naturale din Serbia;
8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;
9. Interconectarea România-Ucraina pe direcția Gherăești-Siret;
10. Dezvoltarea/Modernizarea Infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României;
11. Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse;
12. Eastring-România;
13. Sistem de monitorizare, control și achiziție de date pentru stațiile de protecție catodică aferente Sistemului Național de Transport Gaze Naturale;
14. Dezvoltarea sistemului SCADA pentru Sistemul Național de Transport gaze naturale.

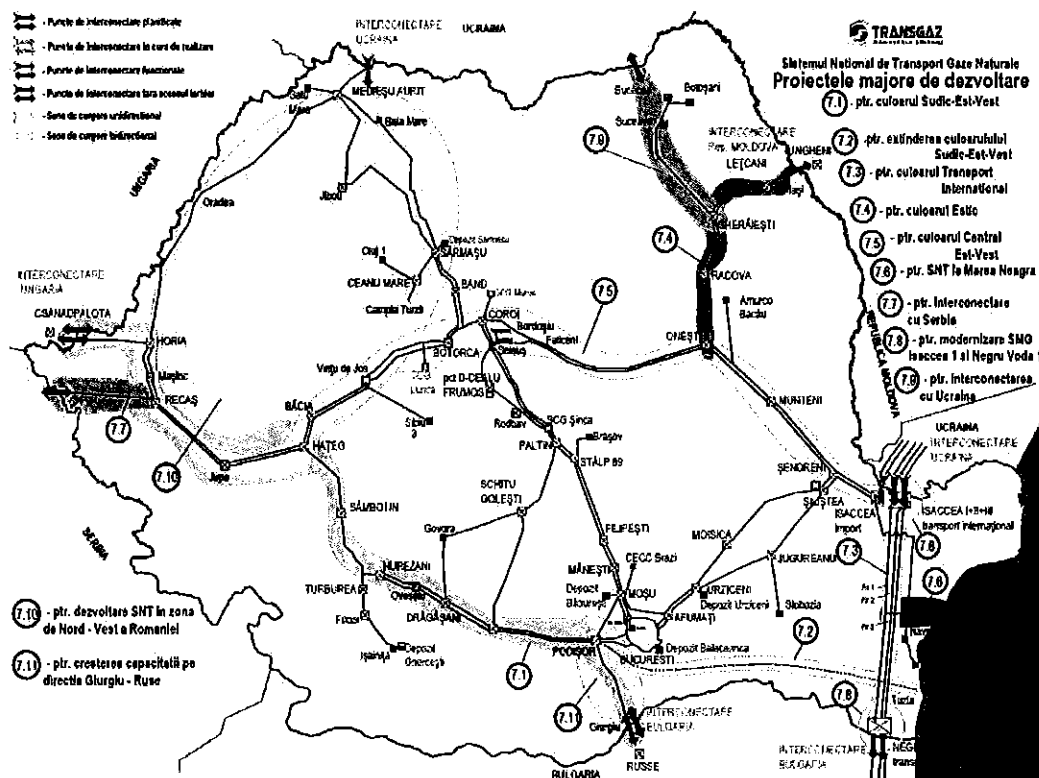


Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

- asigurarea unor capacități de transport gaze naturale pentru valorificarea gazelor naturale din Marea Neagră pe piețele central-europene.

Proiectul a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în luna noiembrie 2017 ca și anexă la Regulamentul 347/2013.

Astfel, lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun (Lista 3/2017) a Uniunii, cuprinde Proiectul BRUA cu ambele faze la secțiunile 6.24.1-2 și 6.24.4-4 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"**.

Fazele de implementare ale Proiectului BRUA, în acord cu prevederile Listei Nr. 3 PIC/2017 sunt:

- Dezvoltarea capacității de transport din România, de la Podișor la Recaș incluzând o nouă conductă, o nouă stație de contorizare și trei noi stații compresoare în Podișor, Bibești și Jupa – **BRUA Faza I** – 6.24.1-2 în Lista 3 PCI/2017 – BRUA prima etapă;
- Extinderea capacității de transport din România de la Recaș la Horia către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an și extinderea stațiilor compresoare de la Podișor, Bibești și Jupa – **BRUA Faza II** 6.24.4-4 în Lista 3 PCI/2017 – BRUA a doua 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, cu ambele sale faze (Faza I și Faza II) este cuprins și în Planul de dezvoltare a rețelei europene de transport gaze naturale TYNDP 2018 cu cod de identificare TRA-F-358 (Faza I), respectiv TRA-N-1322 (Faza II).

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

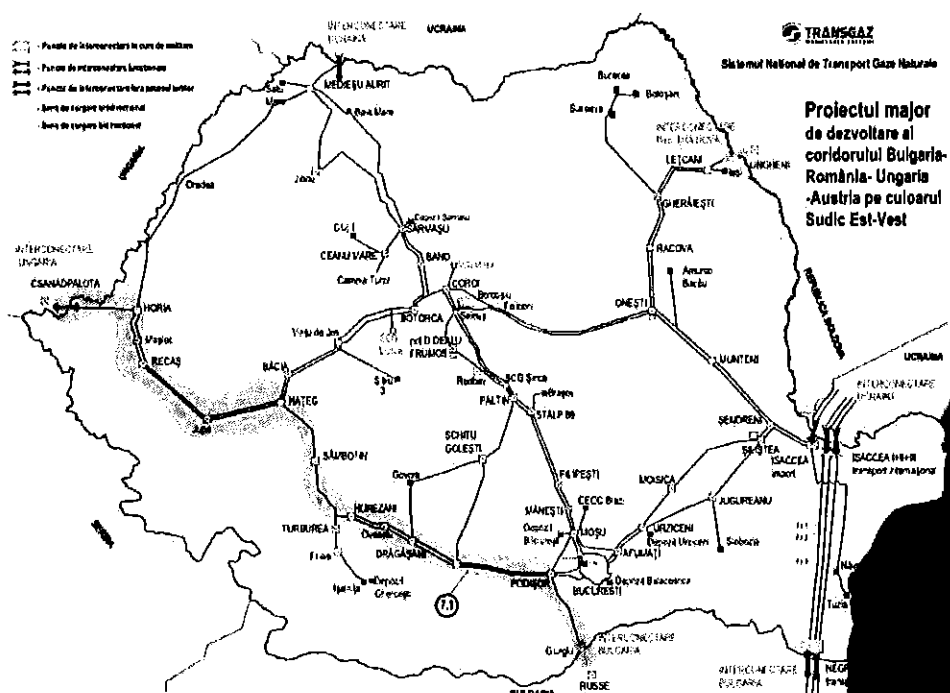


Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1

Descrierea proiectului

BRUA-Faza I constă în realizarea următoarelor obiective:

- conductă Podișor – Recaș 32" x 63 bar în lungime de 479 km:
 - **LOT 1** de la km 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la km 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea);
 - **LOT 2** se execută de la km 180 (în zona Localității Văleni, Comuna Zătreni, Județ Vâlcea) la km 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara);
 - **LOT 3** se execută de la km 320 (în zona localității Pui, Județ Hunedoara) la km 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș).
- trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul de rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.

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

- 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	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de evaluare a impactului de mediu (incluzând și Studiu de Evaluare Adekvată)	Finalizat	Finalizat
Proiect Tehnic (FEED)	Finalizat	Finalizat
Decizia finală de investiție (FID)	Obținută în 2016	Finalizat
Obținere Acord de mediu	Obținut-decembrie 2016	Finalizat
Obținere Autorizație de construire	Obținută-februarie 2017	Finalizat
Obținerea Deciziei Exhaustive	Obținută-martie 2018	Finalizat
Încheierea contractelor pentru lucrări de execuție conductă	Noiembrie 2017	Finalizat
Emitere ordin începere lucrări pentru execuție conductă	Emis în data 04 iunie 2018	Finalizat
Predare amplasament conductă și Consultări publice în UAT-urile aferente	Mai-Iunie 2018	Finalizat
Încheierea contractului pentru lucrări de execuție stații de comprimare	Martie 2018	Finalizat
Predare la constructor a amplasamentelor Stațiilor de comprimare și Consultări publice în UAT-urile aferente	11-13 aprilie 2018	Finalizat

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiu de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Emitere ordin începere lucrări pentru execuția celor trei Stații de comprimare	Emis în data de 16 aprilie 2018	Finalizat
Încheierea contractelor pentru lucrări de automatizare și securizare conductă	Iulie 2018	Finalizat
Construcție conductă–Faza I	2018–2020	2018-2020 (În execuție)
- Secțiune Jupa – Recaș (parte din Lot 3)	2019	Finalizată
- Lot 1, Lot 2 și secțiunea Pui-Jupa	2020	2020
Construcție stații de comprimare–Faza I	2018– 2020	2018– 2020 (În execuție)
- STC Jupa	2019	Finalizat
- STC Podișor	2019	Finalizat
- STC Bibești	2020	2020 (În execuție)
Începere operare Faza I	Decembrie 2020	Octombrie 2020

Termen estimat de finalizare: anul 2020

Valoarea totală a investiției: 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.

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

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

Lucrările de automatizare și securizare conductă se execută pe întregul traseu, de la KM 0 (în zona localității Podișor, Județ Giurgiu) la KM 479 (în zona localității Recaș, Județ Timiș). Contractul a fost semnat în data de 24 iulie 2018 iar ordinul de începere a lucrărilor a fost emis în data de 30 august 2018.

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

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 finalizat, toate materialele fiind recepționate;
- contractul pentru achiziția grupurilor de comprimare a fost semnat în data de **24.08.2017** și este în curs de derulare;

- contractele pentru achiziția lucrărilor de execuție fir liniar, aferente loturilor 1, 2 și 3 au fost semnate în data de **28.11.2017** și sunt în derulare;
- contractul pentru achiziția robinetelor a fost semnat în data de **28.02.2018** și este finalizat, toate materialele fiind recepționate;
- contractul pentru achiziția lucrărilor de execuție a stațiilor de comprimare a fost semnat în data de **23.03.2018** și 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**.

Valoarea atribuită a contractului este de **355.402.142,30 lei (fără TVA)**, defalcată după cum urmează:

- 118.305.339,77 lei pentru lucrările de execuție la STC Podișor;
- 120.216.784,49 lei pentru lucrările de execuție la STC Bibești;
- 115.548.607,35 lei pentru lucrările de execuție la STC Jupa;
- 1.331.410,64 lei pentru serviciile de mentenanță ale celor 3 stații de comprimare.

Progresul lucrărilor de execuție pentru cele trei stații de comprimare

STAȚIA DE COMPRIMARE PODIȘOR (STC PODIȘOR)

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

STAȚIA DE COMPRIMARE BIBEȘTI (STC BIBEȘTI)

Lucrările de execuție aferente STC Bibești au fost influențate de necesitatea realizării în avans a lucrărilor de diagnostic arheologic intruziv. În acest sens, lucrările la STC Bibești au fost demarate începând cu data de 06 iulie 2018, acestea desfășurându-se în etape, pe măsură ce pe anumite suprafețe aferente stației de comprimare au fost finalizate lucrările de diagnostic arheologic intruziv.

În cursul anului 2019 au continuat lucrările de construcții civile, mecanice și au fost demarate lucrări în domeniul electric și automatizare.

STAȚIA DE COMPRIMARE JUPA (STC JUPA)

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

Lucrări de execuție aferente firului liniar

Până la data de 31 decembrie 2019 s-a produs toată țeavă Ø813, solicitată prin caietul de sarcini.

Serviciile de logistică sunt asigurate de către compania ARKAS Lojistik A.S., în baza unui contract de servicii semnat cu TOSCELIK. **Cantitatea totală descărcată până la sfârșitul lunii decembrie 2019 este de aprox. 471.050 ml și reprezintă toată cantitatea solicitată prin caietul de sarcini.** Din Portul Constanța, materialul tubular este fie transportat direct cu camionul în depozitele de țeavă, fie este transportat cu barje la Orșova și apoi cu camionul în depozite.

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 atribuită a contractului este de **144.491.287,48 lei** (fără TVA).

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

Lucrările de execuție pe **LOT 1** la finalul trimestrului IV 2019 se prezintă astfel:

ACTIVITATI PRINCIPALE	UM	TOTAL LOT 1
Înșirat țeava pe traseu	m	164.104
Decopertare strat vegetal	ml	163.126
Șanț săpat	ml	135.757
Suduri executate	buc	13.141
Conductă lansată în șanț	ml	134.776
Astupat șanț	ml	129.901

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

- Tronson 1- Tronson 17 (de la Podișor pâna la Corbu/SR6 în lungime totală de aprox. 82 km)
- Tronson 21 (km 100 -105), executant INSPET Ploiești
- Tronson 22 (km 105 -110), executant INSPET Ploiești
- Tronson 23 (km 110 -115), executant INSPET Ploiești
- Tronson 24 (km 115 – 120), executant INSPET Ploiești (pe o lungime de aprox. 4,6 km)

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

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

Execuția firului liniar aferent LOT 2 este realizată de **Asocierea HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS SRL(LIDER)–INSPET SA–IPM PARTNERS ROMÂNIA SA–PETROCONST SA–**

MOLDOCOR SA-ARGENTA SA-ANTREPRIZĂ MONTAJ INSTALAȚII SA-ROMINSTA SA-COMESAD RO SA, în baza contractului de lucrări numărul **602/28.11.2017**.

Valoarea atribuită a contractului este de **187.745.693,93 lei** (fără TVA).
 Lucrările pe LOT 2 au fost demarate în a doua jumătate a lunii septembrie 2018.
 Lucrările de execuție pe **LOT 2** la finalul trimestrului IV 2019 se prezintă astfel:

ACTIVITATI PRINCIPALE	UM	TOTAL LOT 2
Înșirat țeava pe traseu	m	67.620
Decopertare strat vegetal	ml	62.119
Șanț săpat	ml	31.056
Suduri executate	buc	4.601
Conductă lansată în șanț	ml	26.019
Astupat șanț	ml	19.800

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

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

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

Valoarea atribuită a contractului este de **176.586.719,79 lei** (fără TVA).
 Lucrările pe LOT 3 au fost demarate în a doua jumătate a lunii august 2018.
 Lucrările de execuție pe **LOT 3** la finalul trimestrului IV 2019 se prezintă astfel:

ACTIVITATI PRINCIPALE	UM	TOTAL LOT 3
Înșirat țeava pe traseu	m	137.209
Decopertare strat vegetal	ml	122.571
Șanț săpat	ml	98.577
Suduri executate	buc	11.153
Conductă lansată în șanț	ml	98.040
Astupat șanț	ml	90.192

S-au finalizat lucrările de execuție, inclusiv probele de presiune, pe secțiunea Jupa – Recaș în lungime de aprox. 70 km (T100 – T86).

LUCRĂRI DE AUTOMATIZARE ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ LOT 4

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

Semnarea contractului privind execuția lucrărilor de automatizare și securizare conductă a avut loc în data de 24 iulie 2018. Execuția lucrărilor este realizată de **Asocierea SOCIETATEA**

S&T ROMÂNIA SRL-ADREM ENGINEERING SRL, în baza contractului de lucrări numărul **585/24.07.2018**.

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

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

Până în prezent au fost emise toate cele 1767 livrabile aferente detaliilor de execuție (DDE) și au fost achiziționate toate echipamentele principale necesare implementării proiectului.

Au fost finalizate lucrările specifice în STC Podisor și STC Jupa (infrastructură fibră optică, instalat și montat echipamente specifice).

Se execută lucrări specifice în 11 stații de robinete.

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

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

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

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

În luna septembrie 2016 SNTGN Transgaz SA a semnat cu INEA (Innovation and Networks Executive Agency) **Contractul de Finanțare** în valoare de aproximativ **179,3 milioane Euro**. Începând cu anul 2016, SNTGN Transgaz 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. Nu s-au efectuat trageri.

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

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

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

Aspecte Legate de Arheologie

În luna august 2017, în urma procedurii de licitație, au fost încheiate 4 Acorduri cadru pentru servicii specifice de arheologie necesare implementării proiectului BRUA Faza 1 și s-au semnat următoarele Contracte subsecvente:

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

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

ACTE NORMATIVE NECESARE IMPLEMENTĂRII PROIECTULUI

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

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

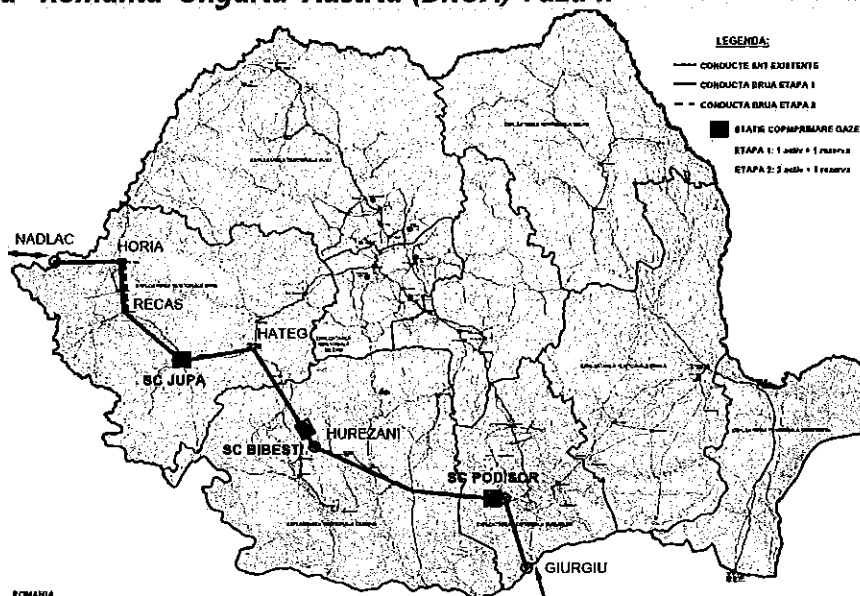


Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II

Descrierea proiectului

BRUA-Faza II constă în realizarea următoarelor obiective:

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de prefezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat
Proiect tehnic și documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	finalizat	finalizat
Luarea deciziei finale de investiție Faza 2	2019*	2020*
Construcție Faza 2	anul 2022*	anul 2022*
Punere în funcțiune Faza 2	anul 2022*	anul 2022*
Începere operare Faza 2	anul 2022*	anul 2022*

* Finalizarea Fazei II depinde de procedura de rezervare de capacitate la IP Csanadpalota și de calendarul de derulare a acestei proceduri.

Termen estimat 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 SA, 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 SA împreună cu FGSZ au derulat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria.

Capacitatea oferită a fost supra-subscrisă demonstrând astfel interesul pieței și asigurând viabilitatea comercială a proiectului BRUA Faza II, testele economice fiind trecute cu succes. Utilizatorii de rețea care au rezervat capacitate în cadrul procedurii de Sezon Deschis și-au exercitat dreptul de a renunța la capacitatea rezervată până la 14 decembrie 2018, astfel procedura va continua cu perioada a III-a de depunere a ofertelor de rezervare de capacitate, în conformitate cu prevederile Manualului Procedurii de Sezon Deschis Angajant RO-HU.

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

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

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

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

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla – Podișor, în lungime de 308,3 km, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria).

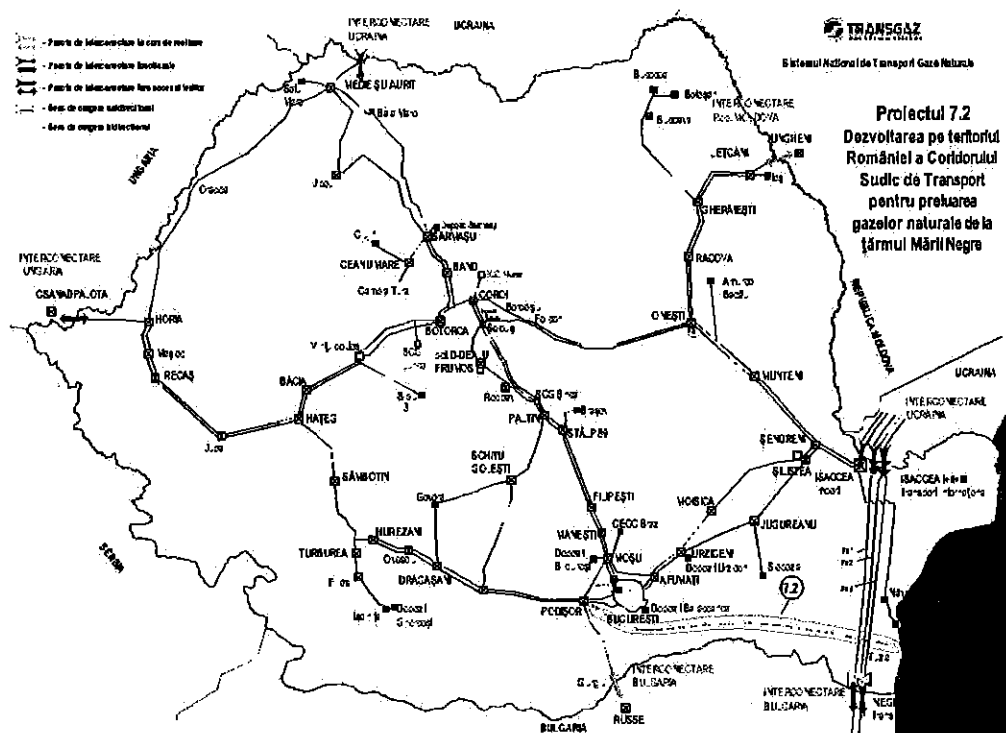


Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră–Podișor

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

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

- Tronsonul I, Țărmul Mării Negre–Amzacea, în lungime de 32,4 km, va avea un diametru de $\varnothing 48''$ (Dn1200) și capacitate tehnică de 12 mld. mc/an;
- Tronsonul II, Amzacea–Podișor, în lungime de 275,9 km, va avea un diametru de $\varnothing 40''$ (Dn1000) și capacitate tehnică de 6 mld. mc/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018- 2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiect Tehnic	Finalizat	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Finalizat	Finalizat
Obținere Acord de Mediu	Finalizat	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizată	Finalizată
Obținerea autorizației de construire	Finalizat	Finalizat
Obținere decizie exhaustivă	Obținută 2019	Finalizat
Luarea deciziei finale de investiție	2019	2020
Construcție	2019-2021*	2020-2022*
Punere în funcțiune/începere operare	2021*	2022*

* Condiționat de luarea deciziei finale de investiții.

Termen estimat de finalizare: 2022

Valoarea estimată: 360,4 milioane Euro
actualizată la data raportului la 371,6 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 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, **studiul de fezabilitate** a fost actualizat și reavizat de CTE Transgaz în data de 11.05.2017;
- **proiectul tehnic** a fost avizat în cadrul CTE Transgaz; se elaborează documentația pentru achiziția lucrărilor de execuție; în cursul anului 2019 s-a actualizat și avizat valoarea estimată a Proiectului Tehnic;
- s-a finalizat activitatea de **identificare a proprietarilor de teren** afectați de lucrările de execuție a Proiectului:
 - Județul Constanța: 9 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%;
 - Județul Călărași: 19 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%;
 - Județul Giurgiu: 14 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%.
- s-a obținut Acordul de Mediu nr. 1 din 10.05.2018;

- s-a obținut Autorizația de Construire nr. 5 din 17.05.2018, în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- s-a obținut Decizia Exhaustiva nr. 4/25.04.2019 în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- s-a demarat procedura de achiziție pentru lucrările de execuție. În 31.10.2019 au fost depuse ofertele, care sunt în etapa de analiză (DUAE și tehnic);
- **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 acestuia 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 Stoenestii;
- s-a depus Dosarul de candidatură în vederea obținerii deciziei exhaustive, în data de 08.06.2018; dosarul de candidatura a fost acceptat de ACPIC în data de 12.07.2018;
- s-a obținut Decizia Exhaustivă nr. 4 din 25.04.2019;
- în anul 2018 s-a desfășurat **procesul de rezervare de capacitate incrementală pentru PM Tuzla**, proces care s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractelor de transport gaze naturale; ca urmare a denunțării unilaterale a contractelor de transport gaze naturale de către concesionari procesul s-a declarat ca fiind finalizat fără succes;
- s-a declanșat un nou proces ca urmare a primirii unei noi cereri de capacitate incrementală pentru punctul de intrare/ieșire în/din SNT, preconizat a fi creat în zona localității Tuzla; în cadrul etapei de alocare secundară nu s-au primit cereri suplimentare, pragul minim nu a fost atins, astfel că procesul de rezervare de capacitate incrementală s-a încheiat fără alocare de capacitate;
- prin HG nr.9/2019 s-a aprobat lista terenurilor agricole situate în extravilan care fac obiectul proiectului, conform Legii 185/2016.

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.

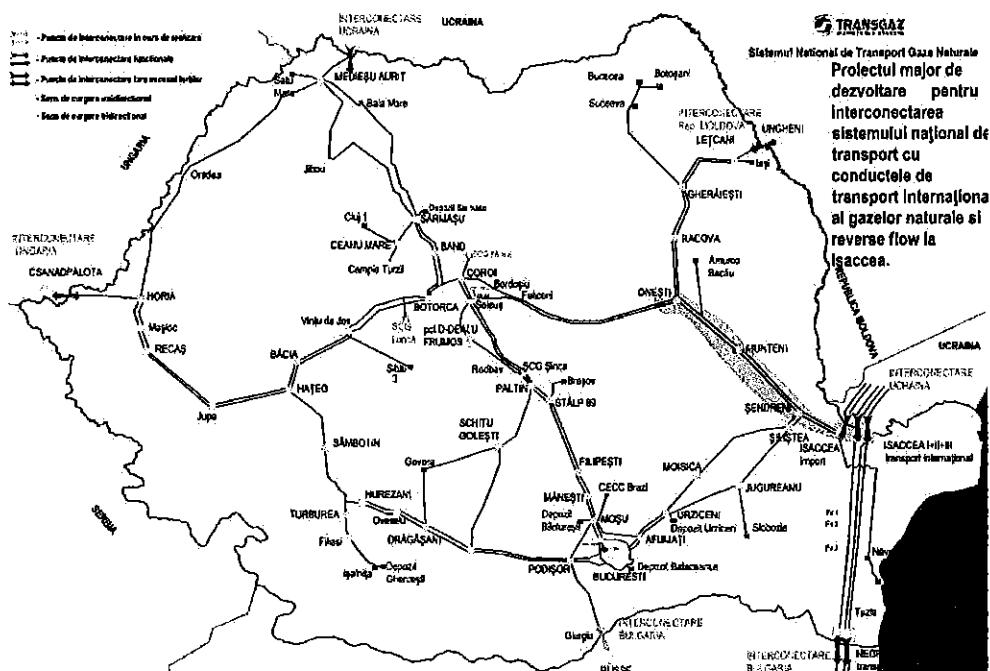


Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport Internațional Tranzit 1

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

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

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

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

Termen estimat de finalizare: anul 2018 Etapa 1 respectiv anul 2020 Etapa 2

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2019-2028	actualizat la data raportului
Etapa 1	8,8 mil. Euro	8,8 mil. Euro
Etapa 2	68,9 mil. Euro	68,9 mil. Euro
TOTAL	77,7 mil Euro	77,7 mil Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua listă):** 6.15;
- **Proiect PCI (a treia listă):** 6.24.10 – 1;
- **TYNDP ENTSOE 2018:** TRA-N-139
- **Coridor prioritar:** Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»).

Stadiul proiectului

- au fost finalizate **studiul de Prefezabilitate** (avizat în 12.06.2017), **studiul de Fezabilitate** (03.11.2017) precum și **proiectul Tehnic**-pentru Interconectare Isaccea Etapa 1;
- **documentația de avizare a lucrărilor de intervenție (DALI)** și **Proiectul Tehnic** pentru

- reparația conductei DN 800 Onești–Cosmești–Etapa 1 au fost finalizate;
- pentru Etapa 1 a proiectului s-a emis Horărârea de Guvern nr. 638/23.08.2018 pentru aprobarea terenurilor agricole situate în extravilan și a fost finalizat procesul de obținere avize conform C.U;
 - pentru etapa 1 s-a emis Autorizația de construire nr.6/07.06.2018;
 - pentru Etapa 1 a proiectului s-au obținut **2 acte de reglementare pe linie de mediu, respectiv:**
 - interconectarea Isaccea–Decizia etapei de încadrare nr. 144/06.03.2018 emisă de APM Tulcea;
 - reparația conductei DN 800 Onești–Cosmești (3 județe)–Decizia etapei de încadrare nr. 27/16.05.2018 emisă de ANPM.
 - **caietul de sarcini pentru proiectare și execuție**–Etapa 2, în vederea achiziției proiectării și execuție s-a finalizat în luna august 2018; Acesta a fost revizuit cu o actualizare a valorii în anul 2019;
 - au fost identificați proprietarii terenurilor din zona Nodului Tehnologic Șendreni, ai Stației de Comprimare Gaze Siliștea, ai 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 2-**Proiectul tehnic pentru Lucrări în Nodul Tehnologic Șendreni existent**, s-a avizat în CTE Trangaz;
 - pentru Etapa 2 au fost obținute **avizele și acordurile** solicitate prin CU, precum și **următoarele acte de reglementare pe linie de mediu, respectiv:**
 - lucrări în Nod Tehnologic Șendreni (existent)–s-a obținut Decizia etapei de încadrare nr. 2907/09.03.2018 emisă de APM Brăila;
 - modernizarea Stației de Comprimare Gaze Siliștea existentă, inclusiv a Nodului Tehnologic Siliștea (existente)–s-a obținut Decizia etapei de încadrare nr. 5031/01.04.2019, emisă de APM Brăila;
 - modernizare Stație de Comprimare Gaze Onești, inclusiv Nod Tehnologic Onești (existente)–s-a obținut Decizia etapei de încadrare nr. 20/28.01.2019, emisă de APM Bacău.
 - pentru Etapa 2 s-a obținut Autorizația de construire nr.7/04.07.2019;
 - pentru Etapa 2 a proiectului s-a emis Horărârea de Guvern nr. 230/18.04.2019 pentru aprobarea scoaterii temporare a terenurilor agricole situate în extravilan;
 - pentru Etapa 2 la obiectivele STC Silistea și STC Onești s-a semnat în august 2019 contractul pentru proiectare și execuție pentru Modernizare STC Onești și STC Siliștea, demarându-se activitățile de proiectare și execuție;
 - **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.

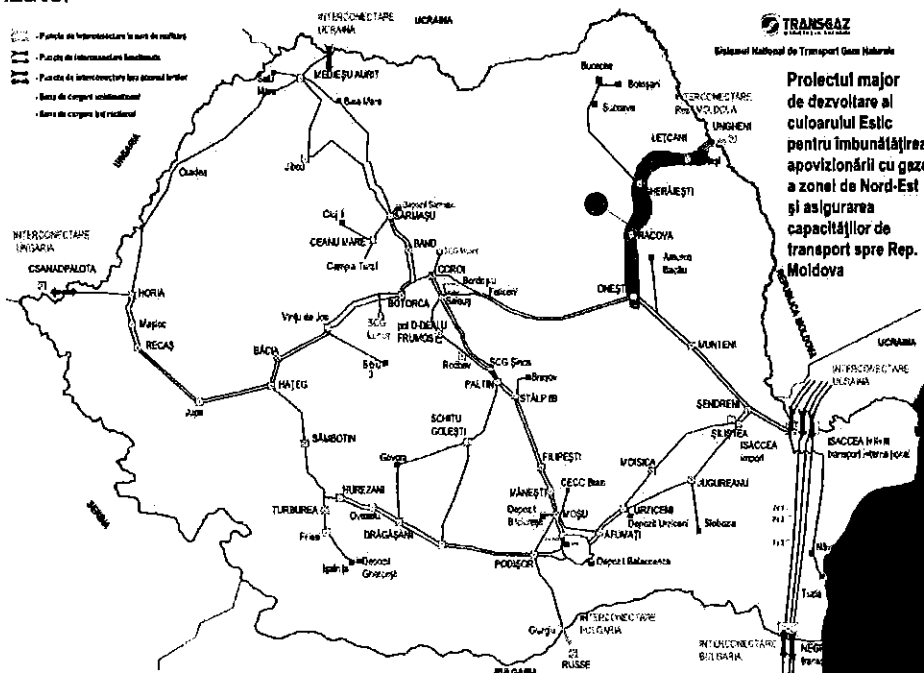


Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României

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

Termen estimat de finalizare: anul 2021

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

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

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **TYNDP ENTSOE 2018: TRA-N-357**

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

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

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

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;
- **autorizația de construire** s-a obținut în data de 15.09.2017, conform Legii nr. 185/2016;
- s-a emis Hotărârea de Guvern nr.316/23.05.2019 (conform Legii nr. 185/2016) pentru scoaterea temporară din circuitul agricol a terenurilor din extravilan;
- în urma evaluării cererii de finanțare, a fost aprobată finanțarea proiectului, și s-a semnat contractul de finanțare din Programul Operațional Infrastructură Mare (POIM).

ACHIZIȚII

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

- Lucrarea de execuție a celor două Stații de Comprimare Onești și Gherăești, automatizare și securizare conductă la proiectul „Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova”

Procedură finalizată, contractul este semnat;

- Execuția conductei de transport gaze naturale Onești – Gherăești – Lețcani (LOT 1 și LOT 2) la proiectul „Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova”

Procedură finalizată, contractul este semnat;

- MATERIAL TUBULAR și CURBE necesare pentru execuția proiectului „Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova”

Procedură finalizată, contractul este semnat;

- ROBINETE și IMBINĂRI ELECTROIZOLANTE MONOBLOC necesare pentru execuția proiectului „Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova”

Procedură finalizată, contractul este semnat;

- GRUPURI DE COMPRIMARE – COMPRESOARE CENTRIFUGALE ACȚIONATE CU TURBINE PE GAZE necesare pentru execuția proiectului „Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova”

Procedură finalizată, contractul este semnat;

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 III)

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

Descrierea proiectului:

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

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

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

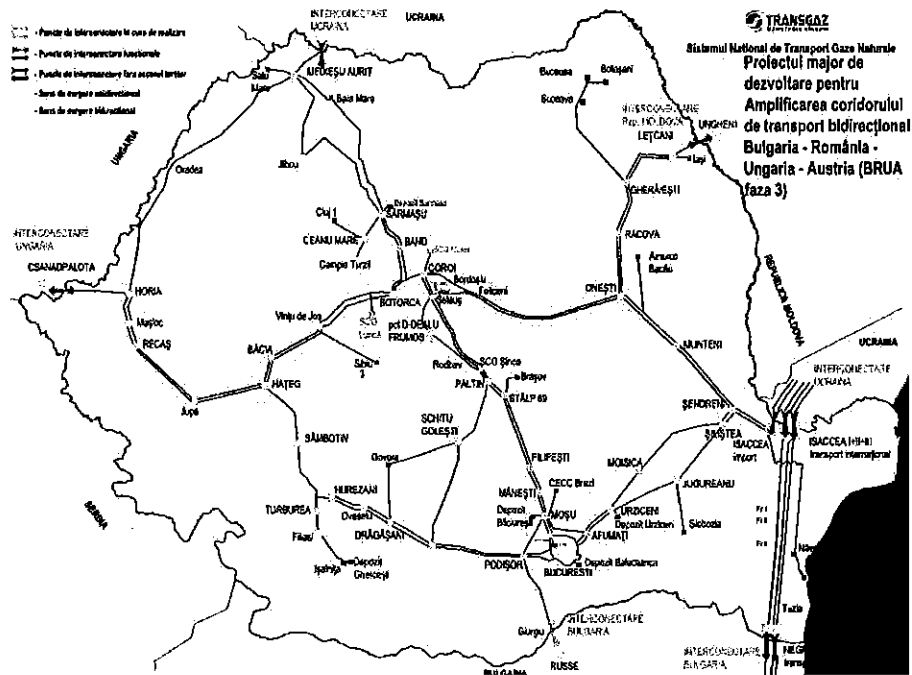


Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3

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

Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România – Ungaria:
 - 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 Onesti 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;
- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-959.

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

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”.

Termen estimat de finalizare: anul 2025

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 concesiionarilor 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 capacitate este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare.

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

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

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

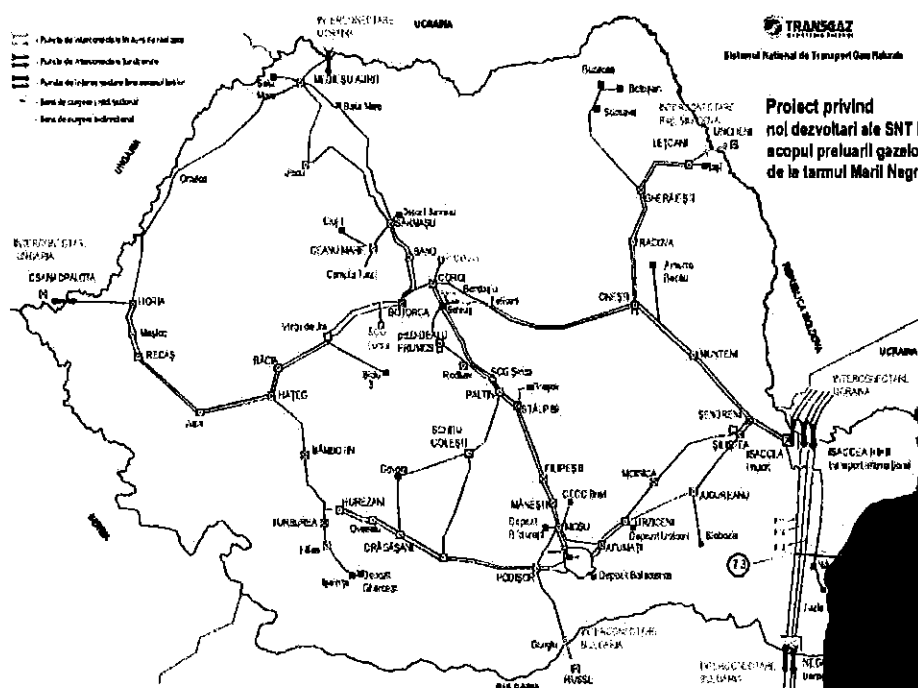


Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Descrierea proiectului

Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic pentru o conductă de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km și diametru DN 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional gaze naturale T1. Capacitatea de transport este 1,23 mld. mc/an-conform procesului Open-Season publicat pe site-ul Transgaz.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

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

Valoarea estimată a investiției: 9,14 milioane Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a treia 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 iar în data de 16.09.2016 a fost emis avizul Consiliului Tehnico-Economic (CTE) al Transgaz;
- **studiul de fezabilitate** s-a finalizat și aprobat în cadrul CTE Transgaz la data de 31.05.2017;
- s-a obținut **CertIFICATELE DE URBANISM (CU)** în Martie 2017 de la CJ Constanța și UAT Grădina, Jud. Constanța;
- **acordul de mediu** s-a obținut în data de 24.11.2017;
- **autorizația de construire** de la Ministerul Energiei s-a obținut în baza Legii 185/2016, în data de 20.12.2017; s-au obținut toate avizele/permisele/autorizațiile solicitate prin certificatele de urbanism și s-a obținut Raportul final din data de 29.06.2018, emis de grupul de lucru constituit în baza Ordinului ME nr. 1081/15.12.2017, prin care se

constată îndeplinirea în termen a tuturor condițiilor și cerințelor legale în vederea valabilității autorizației de construire nr. 4/20.12.2017 conform dispozițiilor Legii nr. 185/2016;

- **proiectul tehnic** s-a avizat în CTE Transgaz din data de 19.01.2018;
- **procesul de capacitate incrementală pentru PM Vadu** s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractului de transport gaze naturale;
- în luna noiembrie 2018 a fost emisă **Hotărârea de Guvern** nr. 890 din 9 noiembrie 2018 pentru aprobarea listei terenurilor agricole situate în extravilan;
- **notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun (ACPIC) în data de 06.07.2018 și s-a primit aprobarea acesteia în data de 18.07.2018;
- **conceptul privind participarea publicului** pentru Proiect a fost depus la ACPIC în data de 03.08.2018 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin Adresa nr. 111518/09.08.2018;
- consultările publice în baza Regulamentului (UE) 347/2013 s-au desfășurat în 11.09.2018 în următoarele locații: Grădina și Săcele;
- **raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului** a fost elaborat și publicat pe site-ul companiei (pe pagina proiectului);
- **dosarul de candidatură** s-a depus la ACPIC în data de 10.10.2018 și a fost acceptat în 22.10.2018;
- s-a obținut **Decizia Exhaustivă** nr. 3/12.12.2018;
- s-a derulat procedura de achiziție publică pentru lucrările de execuție;
- în prezent sunt în curs de realizare lucrările de execuție ale obiectivului.

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

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

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

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

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

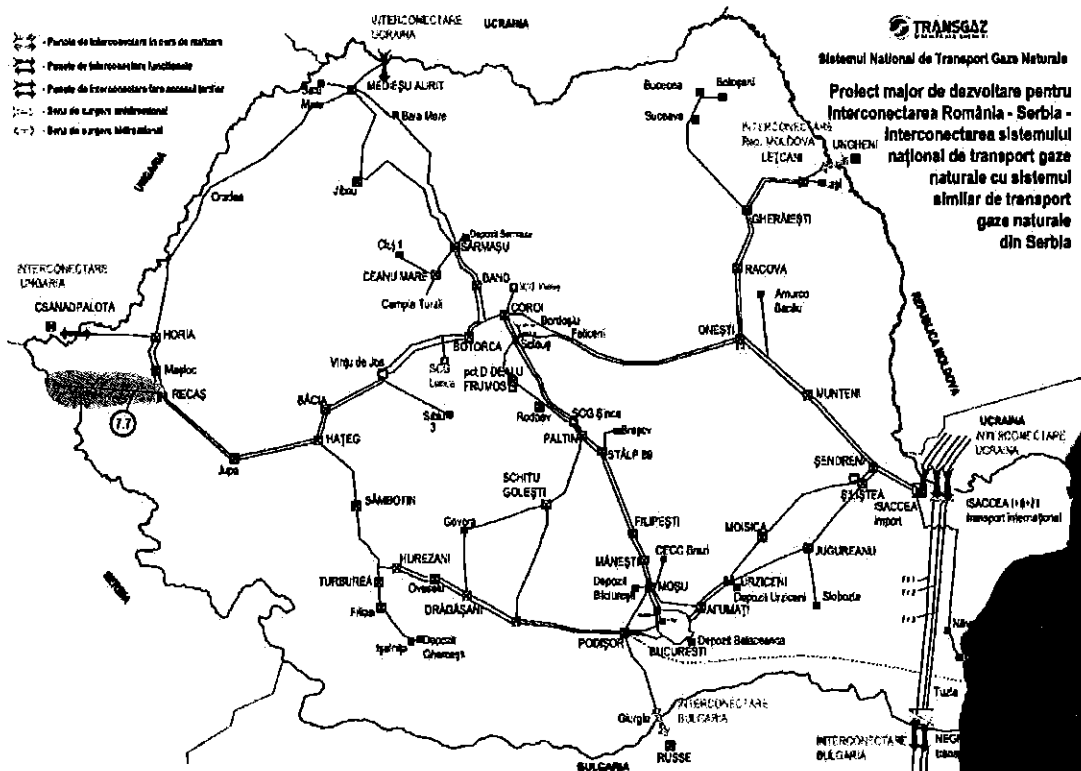


Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Receaș-Mokrin

Descrierea proiectului:

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

Pe teritoriul României, conducta de transport gaze naturale se va cupla la conducta BRUA Faza 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 2019-2028	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat februarie 2018	Finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat noiembrie 2018	Finalizat
Proiect tehnic și Caiete de sarcini	finalizat ianuarie 2019	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2019	2020
Demarare procedură pentru achiziția lucrărilor de execuție	2019	2020
Construcție	2019 ÷ 2020	2020- 2021
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2021

Termen estimat de finalizare: anul 2021

Valoarea totală estimată a investiției: 53,76 milioane EURO, din care:

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

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

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

Încadrare proiect în planuri internaționale:

- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-1268

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;

- Agenția pentru Protecția Mediului Timiș a derulat procedura de evaluare a impactului asupra mediului în conformitate cu prevederile Legii nr. 292/2018 și a emis Decizia etapei de încadrare nr. 142/25.06.2019 prin care proiectul nu se supune evaluării impactului asupra mediului, nu se supune evaluării adecvate și nu se supune evaluării impactului asupra corpurilor de apă.
- Agenția Națională pentru Arii Naturale Protejate (ANANP) a emis Aviz nr. 451/21.05.2019 prin care avizează favorabil lucrările prevăzute prin proiect.
- în cadrul procedurii de evaluare a impactului asupra mediului s-a derulat procedura privind impactul în context transfrontalier, coordonată de Ministerul Mediului prin Ministerul de Externe. A fost realizată Notificarea Republicii Serbia privind intenția de realizare a proiectului în conformitate cu art. 3 al Convenției Espoo. Ministerul Protecției Mediului din Republica Serbia a comunicat prin adresa nr. 352-02-00307/2019-03 din 13.03.2019 că nu estimează un impact negativ asupra mediului pe teritoriul Republicii Serbia datorat activităților prevăzute prin proiect și nu consideră necesară participarea la procedura de evaluare a impactului derulată pentru proiect, în conformitate cu art. 3 punctul 3 al Convenției Espoo.
- Agenția pentru Protecția Mediului Timiș a emis Declarația Autorității Responsabile de Monitorizarea Siturilor Natura 2000 cu nr. 10927/23.10.2019 prin care declară că proiectul nu este posibil să aibă efecte semnificative asupra unui sit Natura 2000 .
- Administrația Bazinală de Apă Banat e emis pentru proiect Declarația Autorității Competente Responsabile cu Gestionarea Apelor cu nr. 14305/17.10.2019 prin care declară că proiectul nu conduce la riscul de deteriorare a stării chimice și stării ecologice/ potențialului ecologic al corpurilor de apă de suprafață și subterane în legătură cu care se realizează investiția.
- În urma întâlnirilor dintre specialiștii Transgaz și Srbijagas, au fost convenite/stabilite următoarele:
 - conducta va fi proiectată astfel încât să asigure curgerea bidirecțională a unui debit de gaze de 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), cu posibilitate de creștere de până la 2,5 mld Smc/an (285 000 Smc/h), asigurându-se o presiune la Mokrin de 39-45 bar;
 - construirea pe teritoriul României (UAT Comloșu Mare, județul Timiș), la cca. 400 m de graniță, a unei Stații de Măsurare Gaze Fiscală, cu două gări de lansare/primire godevil, una spre Petrovaselo și una spre Mokrin;
 - configurația Stației de Măsurare Gaze Fiscală;
 - punctul de traversare a graniței dintre România și Serbia (materializarea prin țărșare și stabilirea coordonatelor acestuia);
 - montarea unei îmbinări electroizolante la graniță, în punctul de interconectare a celor două sisteme de transport gaze naturale, cu rolul de a separa din punct de vedere catodic cele două sisteme;
- au fost finalizate Studiul de Fezabilitate (avizat CTE în 08.11.2018) și Proiectul Tehnic (avizat CTE în 18.07.2019);
- s-a depus documentația necesară pentru declararea proiectului, prin Hotărâre de Guvern, ca proiect de importanță națională;
- din punct de vedere al interferenței proiectului cu situri Natura 2000, se disting următoarele aspecte:
 - traseul conductei intersectează ROSPA 0142 Teremia Mare-Tomnatic pe o lungime de aproximativ 2300 m și trece prin vecinătatea ROSCI0402 Valea din 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.

8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

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

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

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

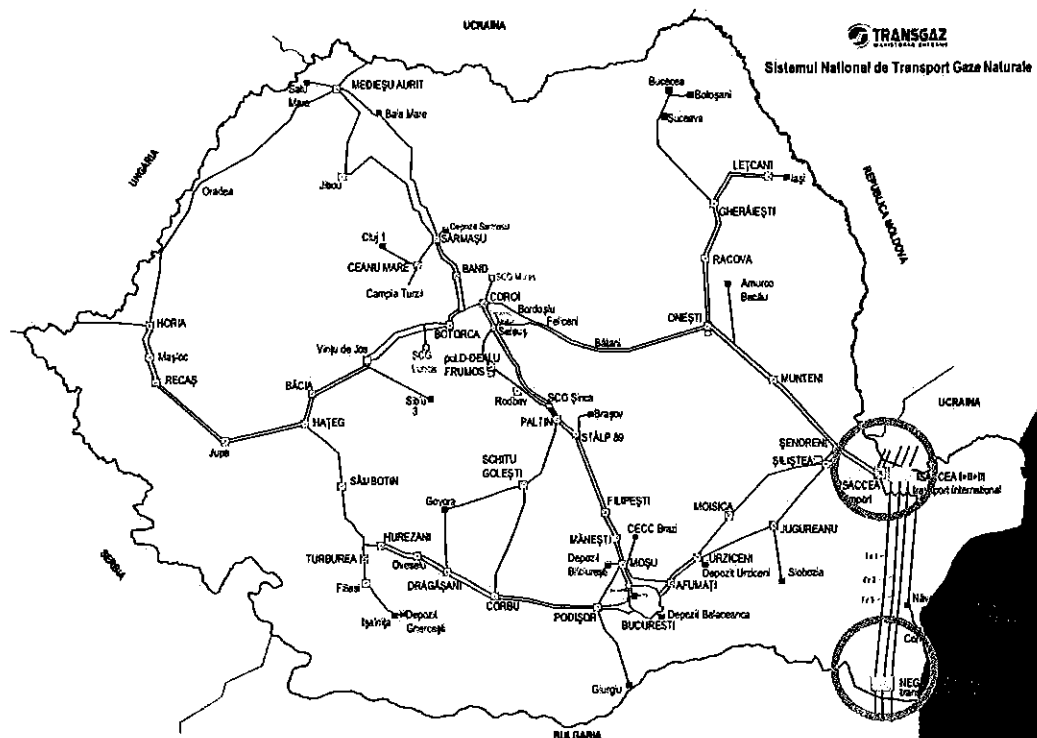


Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

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

În cazul SMG Isaccea 1 stația se va construi în incinta stației existente iar în cazul SMG Negru Vodă 1, pe un amplasament situat în apropierea amplasamentului stației existente.

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 1

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

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

contoare cu ultrasunete dual, iar sistemele de Verificare vor utiliza un contor cu ultrasunete simplu.

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

Pentru verificarea menținerii trasabilității contoarelor cu ultrasunete de pe liniile de măsurare, se vor 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 înseria 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	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028		Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului	
	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1	SMG Isaccea 1	SMG Negru Vodă 1
Studiu de fezabilitate	Finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)	Finalizat	Finalizat
Proiectare	Finalizat	2019 (dacă se obține terenul necesar)	Finalizat	În elaborare
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	Obținută	2019 (dacă se obține terenul necesar)	Finalizat	2020*
Construcție	2019	2019-2021	2019 -2020 (în execuție)	2020-2021
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2021	2020	2021

*termenul depinde de reglementarea juridică a terenului

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

Valoarea totală estimată a investiției: 26,65 milioane EURO, din care:

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

Încadrare proiect în planuri internaționale

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

Stadiul proiectului

În cadrul Departamentului Proiectare Cercetare s-au finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic aferent obiectivului nou proiectat SMG Isaccea 1. S-a derulat procedura de achiziție publică pentru lucrările de execuție și s-a semnat contractul pentru execuția lucrărilor.

Pentru obiectivul SMG Negru Vodă 1 s-a finalizat și avizat în CTE studiul de fezabilitate și este în curs de elaborare proiectul tehnic.

9. Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești-Siret

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 Gherăești-Siret.

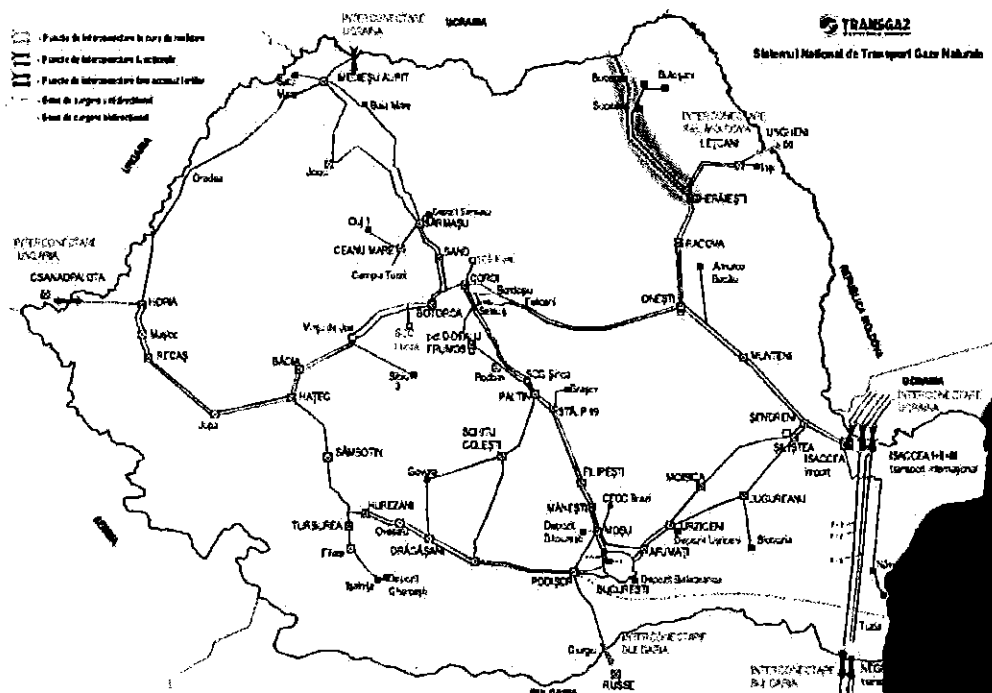


Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România cu sistemul național de transport gaze naturale Ucraina pe direcția Gherăești-Siret

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în:

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

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

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

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

Termen estimat de finalizare: anul 2025

Valoarea totală estimată a investiției: 125 milioane EURO

Stadiul proiectului

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

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

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

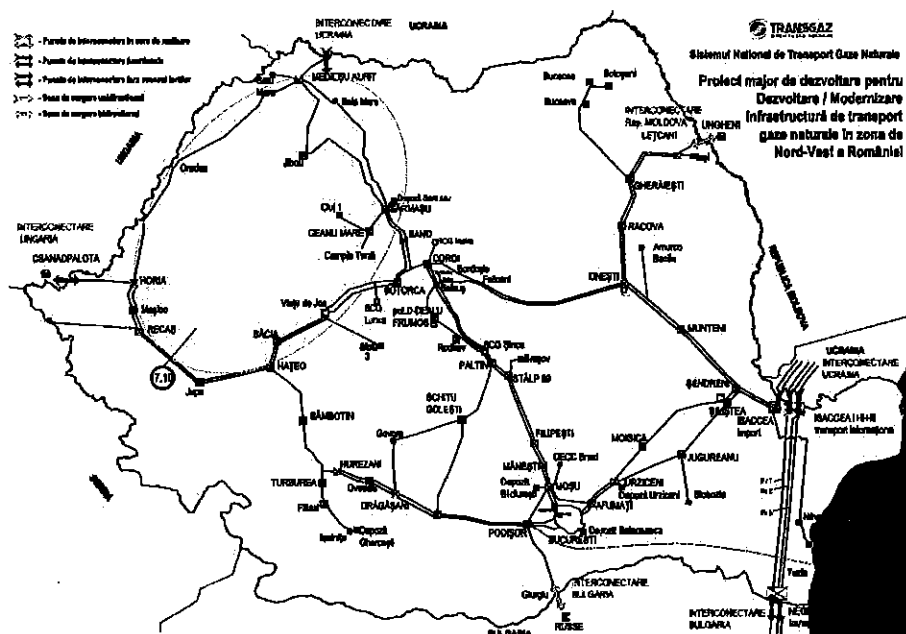


Figura 13- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale în zona de Nord-Vest a României

Descrierea proiectului

Conform Studiului de Prefezabilitate proiectul constă în:

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

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Etapa 1	2022	2022
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020
Proiectare	2020-2021	2020-2021
Achiziții publice	2021	2021
Construcție	2021-2022	2021-2022
Punere în funcțiune/începere operare	2022	2022
Etapa 2	2025	2025
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020
Proiectare	2021-2022	2021-2022
Achiziții publice	2022	2022
Construcție	2023-2025	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2025
Etapa 3	2026	2026
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	2019-2020	2020
Proiectare	2022-2023	2022-2023
Achiziții publice	2023	2023
Construcție	2024-2026	2024-2026
Punere în funcțiune/începere operare	2026	2026

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

Valoarea estimată a investiției: 405 milioane Euro

Stadiul proiectului:

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

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

În luna iulie 2017, la București, SNTGN Transgaz SA, Bulgartransgaz, DESFA SA, FGSZ Ltd. și ICGB AD au semnat Memorandumul privind cooperarea pentru realizarea Coridorului Vertical. Pentru atingerea scopului, părțile agreează să analizeze necesitățile tehnice sub forma unor conducte noi, interconectări sau consolidări ale sistemelor naționale de transport. Estimările privind transportul de gaze în zona de sud a Europei prezintă o evoluție rapidă, iar noile proiecte majore care vor fi realizate în zona de sud a Europei au în vedere fluxuri ale gazelor pe direcția sud-nord.

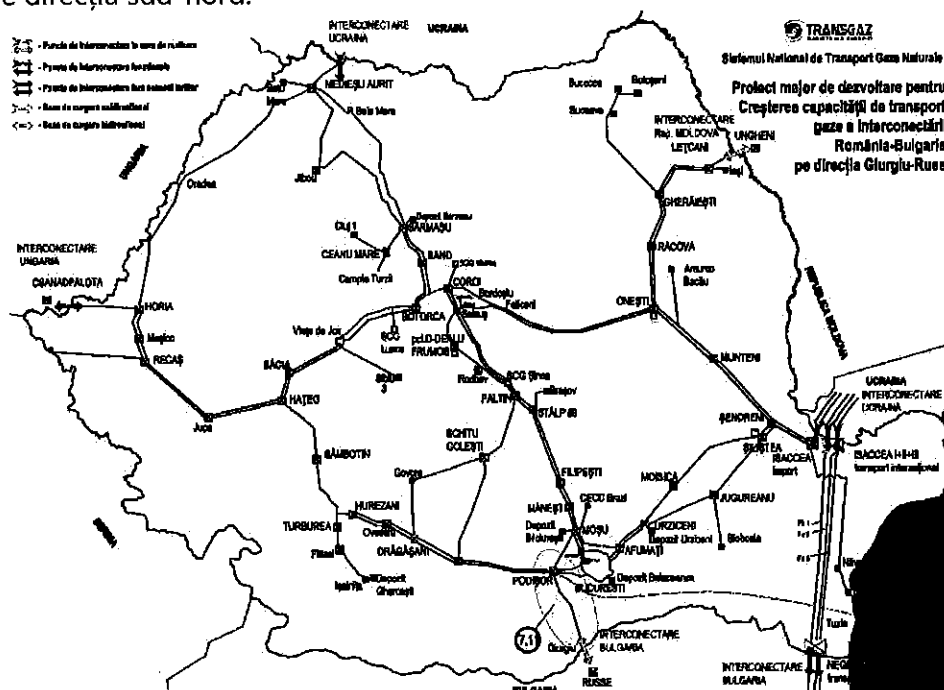


Figura 14- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării România-Bulgaria pe direcția Giurgiu-Ruse

Descrierea proiectului

În funcție de capacitate, proiectul constă în:

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

Termen estimat de finalizare: anul 2027

Valoarea estimată a investiției: 51,8 milioane Euro

Stadiul proiectului:

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

12 Eastring-România

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

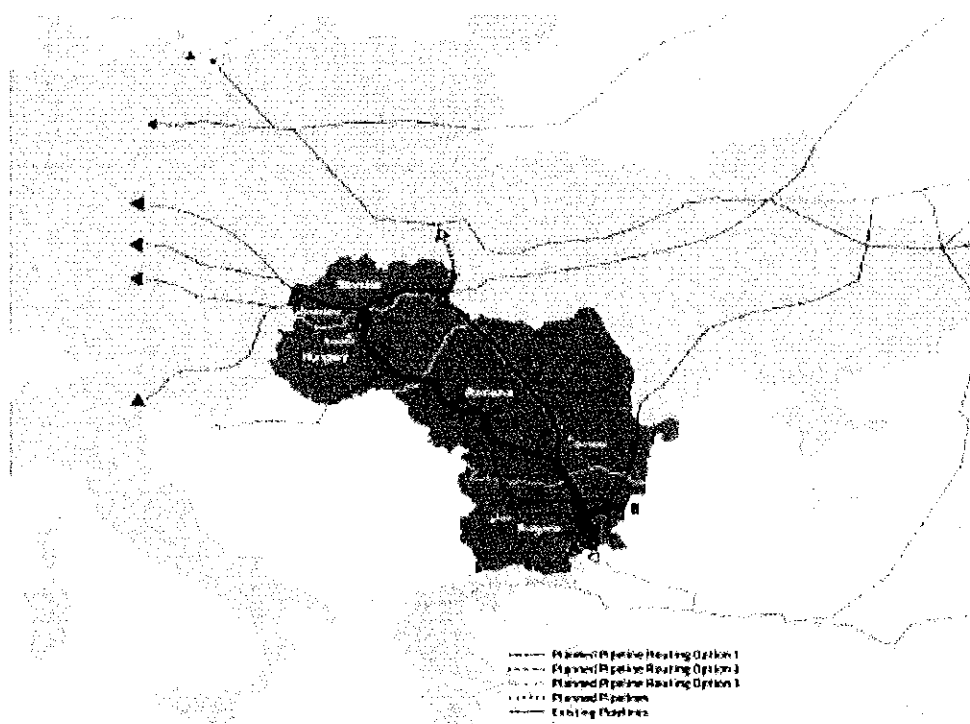


Figura 15- Eastring

Descrierea proiectului

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

EASTRING va asigura cea mai rentabilă rută de transport, directă, între platformele de gaze din vestul Uniunii Europene și Regiunea Balcanică/Turcia de vest – o zonă cu potențial foarte ridicat în a oferi gaze din diferite surse.

Prin posibilitatea de a diversifica rutele de transport precum și sursele de aprovizionare, se va asigura siguranța în aprovizionare în întreaga regiune, în principal în țările Europei de Sud-Est.

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare conform PDSNT 2019-2028	Stadiul de realizare/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Faza 1	2025	2025
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectare	2019-2023	2019-2023
Achiziții	2022-2023	2022-2023
Construcție	2023-2025	2023-2025
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2025
Faza 2	2030	2030
Studiu de prefezabilitate	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectare	2025-2028	2025-2028
Achiziții publice	2028-2029	2028-2029
Construcție	2028-2030	2028-2030
Punere în funcțiune/începere operare	2030	2030

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

Valoarea estimată a investiției:

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

Încadrare proiect în planuri internaționale

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

Stadiul proiectului:

În anul 2018 a fost finalizat Studiul de Fezabilitate.

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

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

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

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

Descrierea proiectului

În SNTGN TRANSGAZ SA, stațiile de protecție catodică reprezintă principalul sistem de protecție activă al conductelor de transport gaze naturale.

Există în evidență în acest moment aproximativ 1.038 stații de protecție catodică (SPC).

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

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

Implementarea unui astfel de sistem va reduce micro-managementul, timpii de test și punere în funcțiune.

Arhitectura distribuită va oferi riscuri minime de indisponibilitate și va oferi fiabilitate maximă sistemului de protecție catodică.

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

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

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

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 8 milioane EURO

Stadiul proiectului:

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

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

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

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

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

- Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre;
- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
- Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova;
- Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA-Faza III);
- Valorificarea resurselor tehnice și energetice ale României prin dezvoltarea de proiecte de interconectare a SNT cu alte sisteme de transport europene (Ucraina, Moldova, Serbia, Ungaria, Bulgaria);
- Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre;
- Interconectarea România–Serbia–interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia;
- Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;
- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești–Siret;
- Extinderea, dezvoltarea și re tehnologizarea infrastructurii de transport gaze naturale (dezvoltarea de re tehnologizarea/dezvoltarea stațiilor de comprimare gaze naturale, modernizarea infrastructurii sistemului de inmagazinare etc.);
- Satisfacerea cerințelor legislative impuse de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) privind integrarea în Sistemul SCADA TRANSGAZ a tuturor punctelor de ieșire din SNT, care nu au fost incluse în Sistemul SCADA implementat prin Contractul de Furnizare nr.17095/2009.

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

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

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

Descrierea proiectului:

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

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

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

Termen estimat de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată a investiției: 5,5 milioane EURO

Stadiul proiectului:

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

Grad de realizare a "Planului de dezvoltarea SNT pe 10 ani" – decembrie 2019

Nr. crt.	Denumire proiect	Valoare totală estimată mil.Euro	Programul	Realizări 2013-2018		Realizări 2019 (lei)	TOTAL 2013-2019	
				lei	mil. Euro	lei	lei	mil. Euro
1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA-Faza I		Studii de fezabilitate	4.296.872	0,95		4.296.872	0,95
			Proiectare (fără garanții păduri)	35.576.523	7,91	9.129.961	44.706.484	9,82
			Dezvoltare	307.018.041	68,2	706.001.674	1.013.019.715	215,95
			TOTAL BRUA-Faza I	478,6	346.891.436	77,09	715.131.635	1.062.023.071
1.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul BRUA-Faza II		Studii de fezabilitate	-	-		-	-
			Proiectare (fără garanții păduri)	882.088	0,20	178.614	1.060.702	0,24
			Dezvoltare	-	-	0	-	-
			TOTAL BRUA-Faza II	68,8	882.088	0,2	178.614	1.060.702
2.	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre		Studii de fezabilitate	935.391	0,21		935.391	0,21
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	5.293.184	1,18	175.545	5.468.729	1,22
			Dezvoltare	-	-	122.245	122.245	0,03
			TOTAL	360,36	6.228.575	1,39	297.790	6.526.365
3.	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea		Studii de fezabilitate	765.438	0,17	0	765.438	0,17
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	1.075.265	0,24	1.045.256	2.120.521	0,46
			Dezvoltare	1.694.142	0,38	40.602.013	42.296.155	8,87
			TOTAL	77,7	3.534.846	0,79	41.647.269	45.182.114
4.	Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova		Studii de fezabilitate	3.463.535	0,8	-	3.463.535	0,8
			Proiectare (fără garanții păduri)	7.542.599	1,65	1.030.912	8.573.511	1,87
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	174,25	11.006.134	2,45	1.030.912	12.462.558
5.	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA-Faza III)		Studii de fezabilitate	-	-	-	-	-
			Proiectare terți (fără garanții păduri)	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	530	0	0	0	0
6.	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.		Studii de fezabilitate + Proiectare	563.418	0,13	66.298	629.716	0,14
			Dezvoltare	-	-	14.288.689	14.288.689	2,99
			TOTAL	9,14	563.418	0,13	14.354.987	14.918.405
7.	Interconectarea României- Serbia		Studii de fezabilitate + Proiectare	505.027	0,11	2.286.020	2.791.047	0,59
			Dezvoltare	-	0	1.601.166	1.601.166	0,33
			TOTAL	68,76	505.027	0,11	3.887.216	4.392.213
8.	Interconectarea SNT în direcția Ucrainei		Studii de fezabilitate + Proiectare	1.582.163	0,35	428.349	2.010.512	0,44
			Dezvoltare	-	-	1.833.849	1.833.849	0,38
			TOTAL	26,6	1.582.163	0,35	2.262.198	3.844.361
9.	Interconectare România - Ucraina pe direcția Gherăești - Siret		Studii de fezabilitate + Proiectare	-	-	-	-	-
			Dezvoltare	-	-	-	-	-
			TOTAL	125	0	0	0	0
TOTAL GENERAL		1.904,3		371.193.686	82,5	778.790.590	1.150.409.788	245,46

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 / retehnologizarea/dezvoltarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (SNTGN), asigurând:

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

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

- urmărirea constantă a programelor de finanțare gestionate de structurile Comisiei Europene, a site-urilor acestora privind anunțurile deschiderii liniilor de finanțare pentru depunerea de aplicații și a site-ului Ministerului Fondurilor Europene în vederea prelucrării informațiilor la zi și a instrucțiunilor în legătură cu fondurile nerambursabile;
- menținerea legăturii cu Autoritatea de Management a Programului Infrastructura Mare, cu scopul de a identifica posibilitățile de finanțare a proiectelor TRANSGAZ;
- efectuarea demersurilor necesare în vederea deschiderii liniei de finanțare a Axei prioritare 8 *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale* Obiectiv specific 8.2.; creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine; întocmirea/înaintarea de informații către conducerile departamentelor/direcțiilor TRANSGAZ cu privire la oportunitățile de finanțare din Programele de finanțare gestionate de Comisia Europeană și instituțiile naționale;

- întocmirea raportării anuale privind valoarea indicatorului de rezultat, respectiv "Capacitatea Sistemului Național de Transport al gazelor Naturale în punctele de interconectare", în baza Protocolului de colaborare încheiat între TRANSGAZ și MFE.

Este avută în vedere promovarea finanțării din POIM pentru proiectul "Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia" – proiect prevăzut în Planul de dezvoltare a SNTGN TRANSGAZ SA 2019-2028. În acest sens s-au demarat procedurile necesare obținerii finanțării prin:

- verificarea existenței documentelor primare necesare;
- întocmirea cererii de finanțare și a anexelor acesteia;
- verificarea Studiului de fezabilitate și elaborarea de propuneri de revizuire pentru a asigura compatibilitatea cu legislația în vigoare și cu cerințele specifice finanțărilor din POIM.

În cadrul Axei prioritare 3 - *Locuri de muncă pentru toți*, Obiectiv specific 3.8 - *Creșterea numărului de angajați care beneficiază de instrumente, metode, practici etc., standard de management al resurselor umane și de condiții de lucru îmbunătățite în vederea adaptării activității la dinamica sectoarelor dinamice cu potențial competitiv identificate conform SNC/domeniilor de specializare inteligentă conform SNCDI*, a fost identificată oportunitatea de finanțare a proiectului "TransGasFormation". În acest sens s-au demarat procedurile necesare obținerii finanțării prin:

- verificarea existenței documentelor primare necesare;
- întocmirea cererii de finanțare și a anexelor acesteia;
- demararea procedurii de încărcare a datelor pe platforma MySMIS;
- întocmirea bugetului proiectului și identificarea cheltuielilor eligibile și neeligibile.

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

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

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

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

Proiectul este co-finanțat prin Mecanismul de Conectare a Europei. Direcția Fonduri Europene a derulat următoarele activități:

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

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

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

Direcția Fonduri Europene a derulat următoarele activități:

- urmărirea îndeplinirii obligațiilor TRANSGAZ prevăzute în contractul de finanțare nr. 226/22.11.2018, încheiat cu Autoritatea de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020;
- elaborarea documentelor aferente raportărilor lunare și săptămânale, conform prevederilor contractului de finanțare nr. 226/22.11.2018;
- pregătirea și depunerea documentației de atribuire aferentă contractelor încheiate, la AMPOIM. Încărcarea întregii documentații de atribuire și pe platforma MySMIS;
- elaborarea documentelor aferente modificărilor intervenite pe parcursul implementării proiectului, în vederea informării/notificării Autorității de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020:
 - întocmirea a patru Notificări și a unui Act Adițional;
 - refacerea bugetului proiectului și a calendarului de implementare;
 - actualizarea informațiilor pe platforma MySMIS legate de contractele de achiziții publice, acte adiționale, referate de necesitate, proceduri anulate, proceduri reluate, cerere de rambursare de costuri;
 - participarea la întocmirea Cererii de rambursare nr. 1 – depusă în data de 30 octombrie 2019
- gestionarea contului TRANSGAZ de pe platforma MySMIS aferent proiectului;
- informarea departamentelor implicate în derularea proiectului cu privire la prevederile legislative care au impact asupra implementării proiectului;
- gestionarea relației de comunicare cu Autoritatea de Management pentru Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020.

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

Modernizare Stația de Turbocompresoare-Șinca și instalațiile aferente

În conformitate cu dispozițiile contractului de finanțare s-a întocmit și transmis către Ministerul Energiei, Organismul Intermediar pentru Energie (OIE) Raportul privind Durabilitatea Investiției, împreună cu documentele anexă, aferent perioadei ianuarie-decembrie 2018.

Proiectul "Interconectare România-Bulgaria"

Proiectul de interconectare România-Bulgaria este singurul proiect prin care se poate asigura transportul gazelor naturale din traseul sudic al gazelor Azerbaidjan-Turcia-Grecia, spre Austria, prin tranzitarea Bulgariei și segmentul de pe teritoriul României, „Conducta de gaz din Bulgaria în Austria, via România și Ungaria” (BRUA-cod 7.15, conform Listei 1 Proiecte de Interes Comun).

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

În baza Raportului de audit intermediar s-au transmis din partea Serviciului Fonduri Europene, propuneri de actualizare/modificare a constatărilor, care au fost cuprinse în Raportul final. Membrii echipei de audit au comunicat finalizarea misiunii de audit iar Raportul de audit final a fost pus la dispoziția TRANSGAZ în data de 19 martie 2019.

Proiectul " Interconectare România-Ungaria"

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

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

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

- colectarea documentelor și informațiilor cuprinse în Notificarea de audit;
- completarea chestionarelor de pre audit și transmiterea acestora către echipa de audit;
- verificarea împreună cu responsabilul financiar de la UMP BRUAS a costurilor decontate de către CE;
- acordare de suport pe parcursul misiunii de audit.

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

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

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

BULGARTRANSغاز EAD (Bulgaria):

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

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

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

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

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

Pentru punctul virtual de interconectare Negru Vodă 2,3/Kardam, TRANSGAZ și Bulgartransgaz au reluat discuțiile cu privire la încheierea unui Acord de Interconectare. Ca urmare a finalizării procesului de consultare publică în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2015/703 al Comisiei din 30 aprilie 2015 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date (INT-NC), clauzele acestui Acord au fost convenite între părți, Acordul urmând să fie încheiat după îndeplinirea următoarelor condiții:

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

FGSZ Ltd. (Ungaria):

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

- a fost menținut contactul cu FGSZ pentru dezvoltarea coordonată a proiectului BRUA.

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

- în temeiul Acordului de Interconectare încheiat pentru Punctul de Interconectare Csanadpalota, încheiat în 2015 între TRANSGAZ și FGSZ în conformitate cu prevederile Regulamentului nr. 703 (UE) 2015/703 al Comisiei, din 30 aprilie 2015, de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date;
- părțile au menținut contactul în ceea ce privește actualizarea Acordului de Interconectare privind PI Csanádpalota în conformitate cu prevederile regulamentelor europene aplicabile;

- În vederea armonizării cerințelor privind calitatea gazelor naturale pe coridorul ROHU, în lunile mai, iunie și iulie ale anului curent au avut loc la sediul Autorității de Reglementare în domeniul Energiei din România (ANRE), la sediul Autorității de Reglementare în domeniul Energiei din Ungaria (MEKH) și respectiv la sediul Reprezentanței Transgaz la București întâlniri ale grupului de lucru constituit din reprezentanții ANRE, MEKH, TRANSGAZ și FGSZ. În cadrul acestor întâlniri a fost demarată analiza cadrului de reglementare din cele două state cu privire la calitatea gazelor, discuțiile urmând a fi continuate în vederea identificării unei soluții pentru armonizarea calității gazelor naturale.

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

- În temeiul Acordului de Afiliere OTS la Platforma Regională de Rezervare a Capacității (RBP) pentru tranzacționarea capacității grupate și negrupate în punctele de interconectare transfrontalieră cu sistemele de transport gaze din Ungaria și Bulgaria. În vederea maximizării ofertelor de capacitate agregată, TRANSGAZ colaborează anual cu FGSZ prin convenirea anuală a capacităților tehnice și disponibile pentru Punctul de Interconectare comun Csanádpalota. În acest sens părțile au semnat în cursul lunii mai „Metoda comună de determinare a capacității tehnice pentru PI Csanádpalota”.

UKRTRANSGAZ / OTS UCRAINA LLC (Ucraina):

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

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

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

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

În ceea ce privește Punctul de Interconectare Isaccea 1/Orlovka, Transgaz și Ukrtransgaz au în derulare negocieri pentru finalizarea Actelor Adiționale la actualul Acord de Interconectare.

Operarea Punctului Virtual de Interconectare Isaccea 2,3/Orlovka

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

Operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo

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

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

VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):

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

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

În data de 26 februarie 2018, Comisia pentru desfășurarea concursurilor de privatizare din Republica Moldova a anunțat rezultatul concursului prin care Eurotransgaz SRL a devenit câștigătorul acestei competiții. În data de 28 martie 2018 Eurotransgaz a semnat contractul de preluare a Vestmoldtransgaz Chișinău.

SRBIJAGAS (Serbia):

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

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

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

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

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

Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:

Shipperi și companii producătoare / de înmagazinare gaze naturale la nivel național și internațional: (Gazprom Export, Bulgargaz, titulari ai unor perimetre on-shore și off-shore din România (ExxonMobil, Lukoil, OMV Petrom, Black Sea Oil and Gas, Romgaz, DEPOGAZ, CONPET)

GAZPROM EXPORT (Federația Rusă):

La data raportului, contractul pentru Tranzit II a expirat, iar contractul pentru Tranzit III este în vigoare până la 31.12.2023.

BULGARGAZ (Bulgaria):

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

Aceste reglementări prevăd de asemenea norme referitoare la condițiile de acces ale tuturor utilizatorilor la sistemele de transport al gazelor naturale pentru a se asigura funcționarea

corespunzătoare a pieței interne–norme care vizează aplicarea unui tratament transparent și nediscriminatoriu în raportul dintre operatori și toți potențialii utilizatori de rețea.

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

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

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

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

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

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

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

În baza acestui Memorandum a fost constituit un grup de lucru comun în vederea identificării unor soluții eficiente în ceea ce privește capacitatea conductelor Trans-Balcanice. TRANSGAZ participă activ la activitatea Grupului de Lucru contribuind la elaborarea documentelor aferente.

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

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

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

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

Astfel, în data de 12 decembrie 2019, la sediul DG ENERGY din Bruxelles, sub coordonarea domnului Klaus-Dieter Borchardt – Director General Adjunct al DG ENERGY a avut loc ceremonia de semnare a unui nou Memorandum de Înțelegere de către directorii generali ai companiilor implicate (domnul Ion Sterian – Transgaz, domnul Nicola Battilana – DESFA, doamna Teodora Georgieva – ICGB, domnul Vladimir Malinov – Bulgartransgaz, domnul Szabolcs Ferencs – FGSZ).

La eveniment au participat reprezentanți ai operatorilor sistemelor de transport din statele implicate în Coridorul Vertical, ai companiei Moldovagaz din Republica Moldova și DG ENERGY.

Colaborarea cu Operatorii de Transport Gaze naturale la nivel regional

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

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.

Au fost plătite la zi toate taxele și cotizațiile de membru conform contractelor de asociere. A fost prelungit statutul de membru în cadrul organizațiilor și organismelor naționale și internaționale și s-a asigurat reprezentarea societății la reuniunile organizate de structurile în cadrul cărora TRANSGAZ deține calitatea de membru.

Potrivit hotărârii Consiliului de Administrație nr. 23/31.06.2019, a fost aprobată afilierea la Federația Patronală Petrol și Gaze (FPPG).

Menționăm faptul că, în anul 2019, reprezentanții companiei au participat la o serie de întâlniri cu partenerii externi și cu organizații europene de profil, precum și la evenimente internaționale și naționale dedicate sectorului gazier cu un impact semnificativ asupra activității și obiectivelor companiei.

În cadrul acestor evenimente naționale și internaționale, reprezentanții Transgaz SA au promovat și susținut interesele companiei identificând totodată potențialul de dezvoltare a unor noi relații de cooperare.

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/eventimente;
- 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;
- Planificarea și organizarea unor întâlniri și grupuri de lucruri cu staff-ul Reprezentanței României responsabil cu dosarele energetice împreună cu ENTSO-g și GIE;
- Rezolvarea de sarcini pe linie administrativă.
- Dezvoltarea portofoliului de relații directe cu actorii relevanți din sfera instituțională și privată, prezenți la Bruxelles, și cultivarea unor noi relații, cu valoare adăugată semnificativă:
 - ✓ noua conducere a Comisiei pentru Industrie, Cercetare și Industrie (ITRE) din Parlamentul European
 - ✓ echipa de experți a Parlamentului European ce deservește Comisia ITRE
 - ✓ rețeaua de think-tank-uri cu activitate relevantă în domeniul politicilor energetice
 - ✓ coordonatorii reprezentanțelor altor TSO-uri prezente la Bruxelles (Gaz System, Plinacro, Eustream)
- întreprinderea și soluționarea de acțiuni pe linie administrativă.

Reprezentanța Transgaz la Chișinău

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

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

Relațiile de colaborare cu ministerele de resort.

În cursul anului 2019 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 -2019:

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

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

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

- Actul adițional nr. 3/28.04.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.07.2017);
- Actul adițional nr. 4/23.09.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.10.2017);
- Actul adițional nr. 5/28.09.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.01.2018);
- Actul adițional nr. 6/27.12.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.07.2018).
- Actul adițional nr. 7/22.06.2018 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.01.2019).
- Acord pentru modificarea Acordului de Interconectare și transferul drepturilor și obligațiilor din **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1/Orlovka 1**, încheiat între SNTGN Transgaz SA, JSC Ukrtransgaz și LLC OTS Gaze din Ucraina la data de 16.12.2019
- Actul adițional nr. 1/30.04.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Ruse-Giurgiu** (privind noile reguli de afaceri aplicabile în PI Ruse-Giurgiu începând cu 01.05.2019);
- Actul adițional nr. 2/04.10.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Ruse-Giurgiu** (modificarea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale prin PI Ruse-Giurgiu în contextul modernizării unei conducte al Sistemului de transport al TRANSGAZ localizată în amonte de SMG Giurgiu și a punerii în funcțiune a SC Podișor, până la data de 01.11.2019);
- Actul adițional nr. 3/30.04.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (privind noile reguli de afaceri aplicabile în PI Negru Vodă 1/Kardam începând cu 01.05.2019);
- Actul adițional nr. 4/06.11.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (crearea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale în scopul livrării fizice al gazelor naturale din Bulgaria spre România prin PI Negru Vodă 1/Kardam în contextul asigurării curgerii fizice bidirecționale pe conducta de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1 până la data de 01.01.2020 și suplimentarea parametrilor de calitate zilnice ale gazelor naturale determinate în SMG Negru Vodă 1 cu puterea calorifică inferioară);
- Actul adițional nr. 5/20.12.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (noile condiții tehnice privind transportul gazelor naturale);
- Actul adițional nr. 1/30.05.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (privind modificarea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale prin PI Csanádpalota începând cu 01.10.2019);
- Actul adițional nr. 2/25.06.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (privind înlocuirea temporară a măsurării de la SMG Csanádpalota cu măsurarea de la SMG Algyó);
- Actul adițional nr. 3/25.10.2019 la **Acordul de Interconectare pentru PI Csanádpalota** (modificarea condițiilor tehnice privind transportul gazelor naturale prin PI Csanádpalota ca urmare a unei restricții tehnice privind exploatarea unui segment de conductă aferent Sistemului de transport al TRANSGAZ localizate în amonte de SMG Csanádpalota, până la finalizarea proiectului BRUA, faza 2).
- Actul adițional nr. 1/18.07.2019 la **Acordul de Operare pentru PI Ungheni** (privind prelungirea duratei de valabilitate a Acordului de Operare până la încheierea Acordului de Interconectare pentru PI Ungheni);

3.5 Retehnologizare și automatizare - SCADA

În vederea 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 2019, s-au desfășurat activități tehnice de integrare de noi echipamente în sistemul SCADA:

- Finalizare elaborare, avizare în CTE-TRANSGAZ: temă de proiectare nr. 10/27.03.2019- Integrare 10 locații SRM în Sistem SCADA;
- Finalizare:
 - ✓ elaborare proiecte tehnice de execuție - Integrare 10 locații SRM în Sistem SCADA, colaborare cu Departamentul Proiectare Cercetare TRANSGAZ în vederea avizării acestora în CTE TRANSGAZ;
 - ✓ proceduri de achiziții de produse necesare execuției lucrărilor cu forțe proprii TRANSGAZ-Integrare 10 locații SRM în Sistem SCADA.
- În curs de execuție proiect tehnic „Integrare 10 locații SRM în Sistem SCADA”; realizat 5 integrări din 10;
- Finalizare: elaborare, avizare în CTE-TRANSGAZ: temă de proiectare nr. 11/27.03.2019- Integrare 138 locații SRM în Sistem SCADA;
- Finalizare: Studiu de Fezabilitate- Integrare 138 locații SRM în Sistem SCADA, colaborare cu Departamentul Proiectare Cercetare TRANSGAZ în vederea avizării acestora în CTE TRANSGAZ.

Situație privind realizarea preluării parametrilor tehnologici în punctele de interconectare la 31.12.2019

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>).	În analiză
SMG Medieșu Aurit	Finalizat.	Finalizat.
SMG Isaccea	Finalizat.	Finalizat.
Centru automatizare Iași-Ungheni: NT LEȚCANI	Finalizat.	Finalizat.
Centru automatizare Iași-Ungheni: NT UNGHENI	Finalizat (<i>parametrii tehnologici sunt prezenți în Centrul de Automatizare din Sector Iasi și în NT Lețcani</i>).	În analiză.

În anul 2019 s-au desfășurat o serie de activități în vederea menținerii, dezvoltării și modernizării Sistemului Național de Transport Gaze Naturale conform conceptului de rețea inteligentă (SCADA), 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 31.12.2019:

Denumire obiectiv/componentă SNT	UM	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional (Tranzit II, Tranzit III)	km	13.430 369
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.127 (1.233 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG) (Giurgiu, Horia, Isaccea import, Negru Vodă IV, Medieșu Aurit, Isaccea Tranzit I, Negru Vodă I)	buc	7
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG) (Isaccea Tranzit II, Isaccea Tranzit III, Negru Vodă II, Negru Vodă III)	buc	4
Stații de comprimare gaze (SCG) (Șinca, Onești, Siliștea, Jupa, Podișor)	buc	5
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.038
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902

Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2019

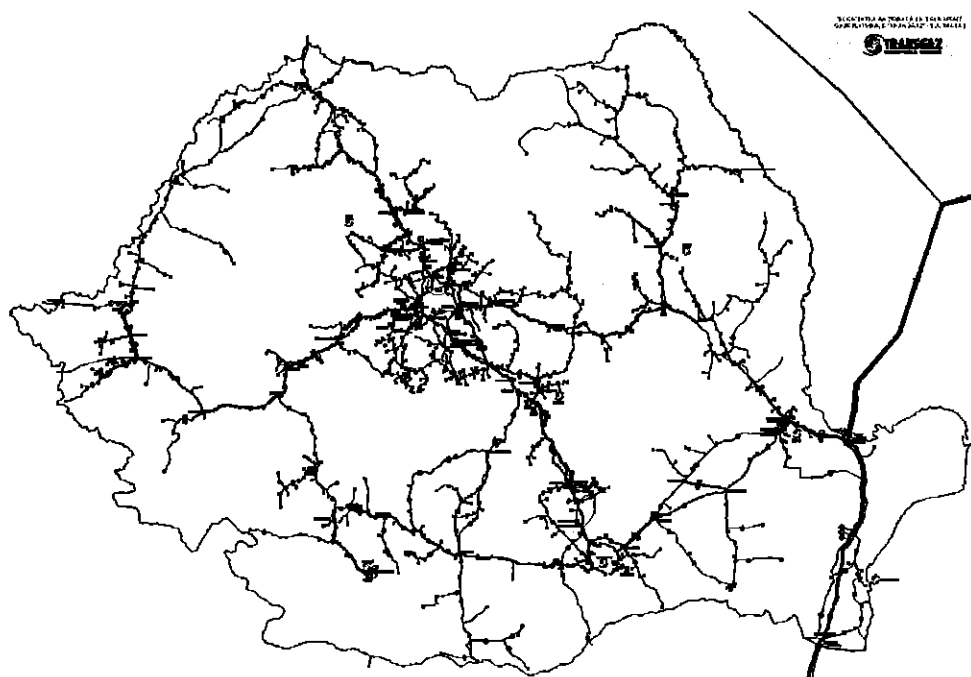


Figura 16-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

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

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

Descrierea și analizarea gradului de uzură al obiectivelor SNT

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

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Direcții Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	6.907	351	148
Între 30 și 40 ani	1.727	164	60
Între 20 și 30 ani	692	302	250
Între 10 și 20 ani	1.505	851	568
Între 5 și 10 ani	564	108	161
< 5 ani	239	20	46
TOTAL	11.634	1.796	1.127 SRM-uri
	13.430		(1.233 direcții de măsurare)

Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 31.12.2019, din perspectiva duratei de funcționare

Se observă că în ceea ce privește conductele și racordurile de transport gaze naturale, din cei 13.430 km aflați în exploatare, cca. 76% au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani, apropiată de durata lor normală de funcționare.

Diagnosticările efectuate până în anul 2019 cu PIG-ul inteligent pentru cca. **2.789 km (4.495 km** ținând seama de inspecții multiple) pun în evidență niveluri destul de ridicate ale defectelor materialului tubular, cauzate în principal de durata mare de funcționare a conductelor.

În cursul anului 2019 s-a realizat inspecția cu PIG inteligent pentru identificarea eventualelor defecte și pentru determinarea stării tehnice a conductei Ø28" Nădlac - Arad cu lungimea de **63 km**.

Deasemenea, a fost realizată inspecția cu PIG de determinare a geometriei următoarelor conducte: Ø28" Nădlac - Arad și Ø40" Isaccea – Șendreni, activitate care reprezintă o etapă preliminară inspecției cu PIG inteligent de identificare a defectelor materialului tubular.

Au fost efectuate curățiri interioare pe 21 de conducte cu o lungime totală de **1.907 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 **1.038** stații de protecție catodică a conductelor.

Aproximativ **95,5%** din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic. Până la 31.12.2019 au fost realizați **195.88** km de măsurători intensive.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.233** de SRM-uri (direcții de măsurare), **44** 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 **1.233** SRM-uri (direcții de consum) aflate în exploatare, un număr de **948** sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

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

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

În acest sens, până la finalizarea procesului de modernizare, respectiv 31.03.2020, cele două stații de comprimare vor fi nefuncționale.

În vederea asigurării continuității activităților de mentenanță la stația de comprimare Șinca în anul 2019 s-au executat lucrări de mentenanță în baza contractelor de servicii în vigoare, după cum urmează:

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

Au fost recepționate stațiile de comprimare SCG JUPA și SCG Podisor.

În vederea asigurării condițiilor de siguranță deplină la intervențiile asupra conductelor de transport gaze, reducerii considerabile a consumurilor tehnologice și totodată, asigurării îndeplinirii obiectivului privind diminuarea la minimum a emisiilor de gaze naturale în atmosferă prin utilizarea "Stației mobile de comprimare-recuperare gaze naturale", s-au efectuat până la 31.12.2019 un număr de 6 lucrări de recuperare prin transvazare a gazelor naturale cu ajutorul stației mobile de comprimare/transvazare gaze (SMCTG).

Volumul de gaze recuperat a fost de 799.352 mc.

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 **604** sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate.

Din cele **604** sisteme moderne, un număr de **37** sunt de tip centralizat—deservind mai multe puncte de livrare. **298** sisteme de tip „prin evaporare/picurare” sunt sisteme care nu pot asigura o odorizare continuă și controlată putând duce la situații de sub sau supra odorizare și implicit la consumuri crescute de odorant.

Dintre acestea **12** instalații sunt de tip centralizat.

În anul 2019 s-au înlocuit **9** instalații de odorizare vechi cu instalații de odorizare automate. Trebuie subliniat că starea tehnică a SNT se menține la un nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea se desfășoară pe baza unui sistem de mentenanță preponderent preventiv planificat și corectiv și pe baza unor programe de modernizare.

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

Puncte de interconectare transfrontalieră

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

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

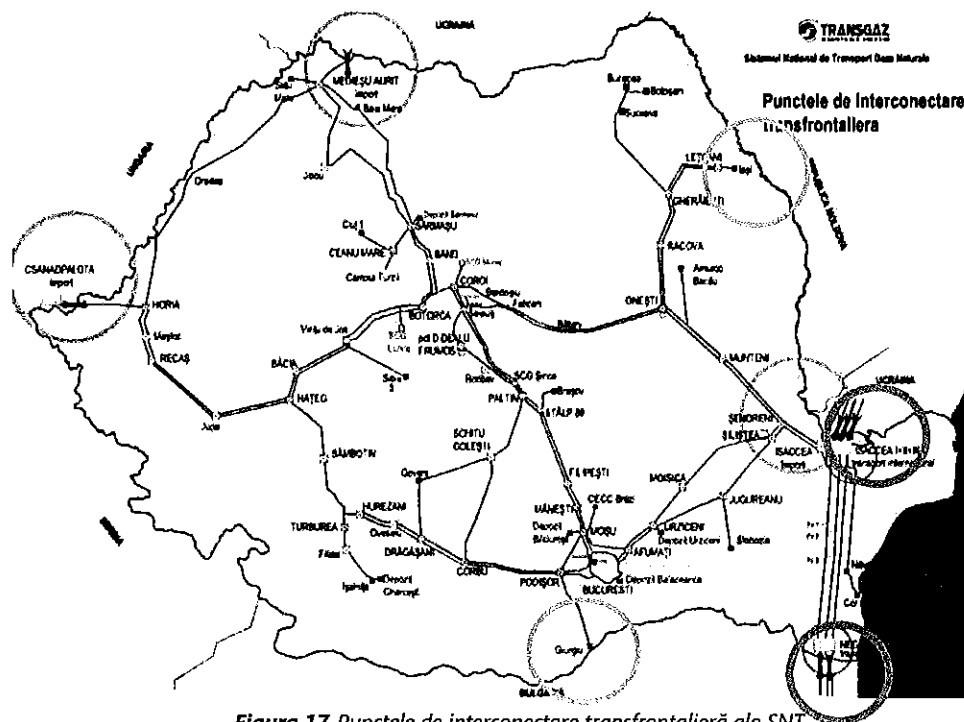


Figura 17-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

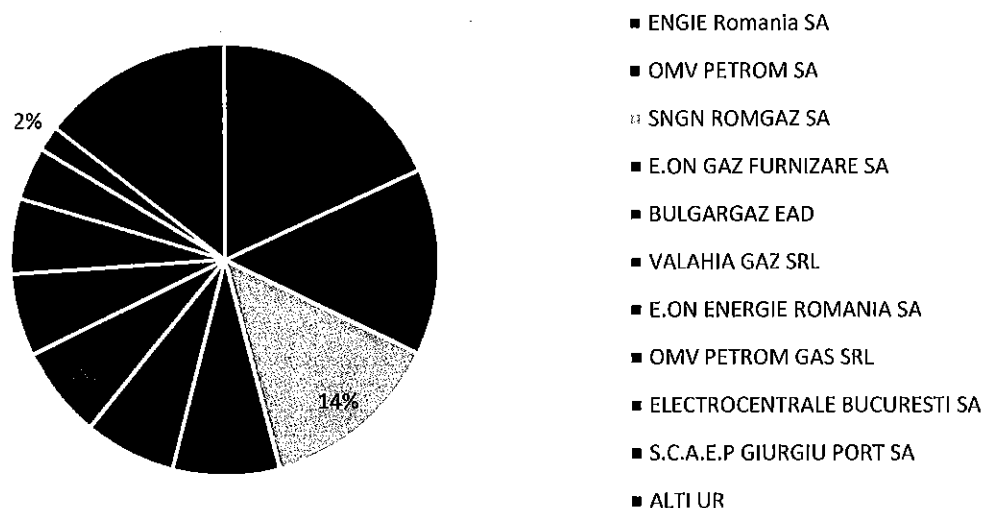
3.6.2. Activitatea de operare

În perioada **1 octombrie 2018–30 septembrie 2019** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 98/29 mai 2018**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport. În perioada **1 octombrie 2019–31 decembrie 2019** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr.64/30 mai 2019**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport.

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

Principalii beneficiari ai serviciului de transport gaze naturale în perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2019:

Nr. Crt.	Principalii utilizatori de rețea	VAL. FACTURATĂ FĂRĂ TVA (LEI)	%
1	ENGIE Romania SA	234.191.956,85	18,19
2	OMV PETROM SA	179.392.542,00	13,94
3	SNGN ROMGAZ SA	177.549.408,19	13,79
4	E.ON GAZ FURNIZARE SA	104.447.011,16	8,11
5	BULGARGAZ EAD	88.897.690,04	6,91
6	VALAHIA GAZ SRL	88.337.457,40	6,86
7	E.ON ENERGIE ROMANIA SA	79.253.496,83	6,16
8	OMV PETROM GAS SRL	72.760.119,57	5,65
9	ELECTROCENTRALE BUCURESTI SA	51.487.483,87	4,00
10	SCAEP GIURGIU PORT SA	24.269.148,11	1,89
11	ALȚI UR	186.710.843,80	14,50
	TOTAL	1.287.297.157,82	100,00%



Grafic 10- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -31 decembrie 2019

În anul 2019 s-au încheiat și semnat cu utilizatorii de rețea, **1.862 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 Vodă 1, Negru Vodă-localitate, Mangalia-localitate.

Total contracte pe SNT în perioada ianuarie-decembrie 2019:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	94	210	781	91	1076

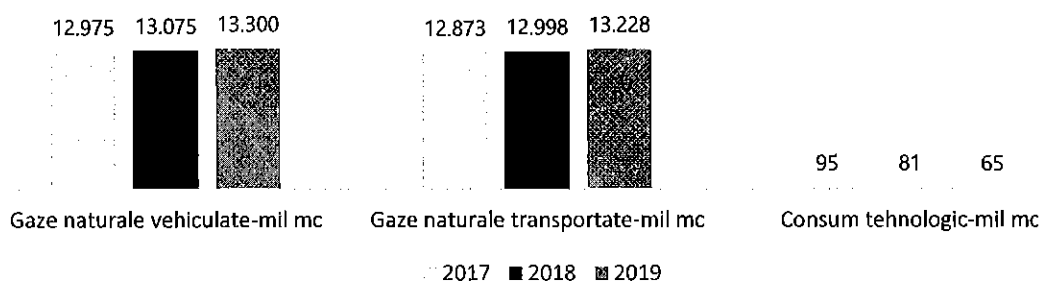
Total contracte în punctele de interconectare încheiate pe RBP în perioada ianuarie-decembrie 2019:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	13	35	83	655	786

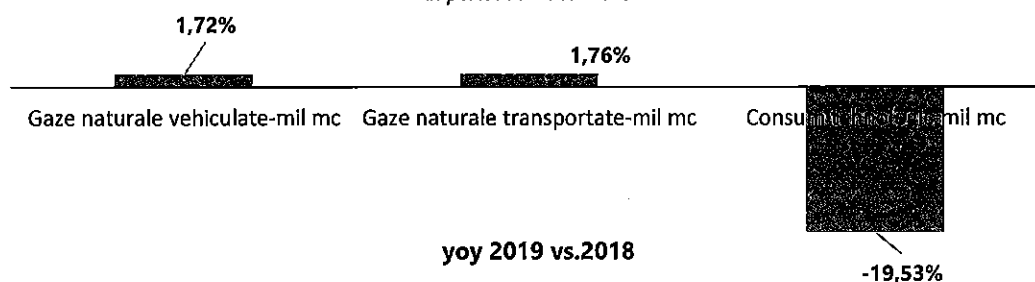
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în perioada 2017-2019, este următoarea:

Indicator	UM	2017	2018	2019	+/-	%
0	1	2	3	4	5=4-3	6=4/3-1
Gaze naturale vehiculate	mii mc	12.974.819	13.074.676	13.299.834	225.158	1,72%
Gaze naturale transportate	mii. mc	12.872.891	12.998.423	13.227.501	229.078	1,76%
Consum tehnologic	mii. mc	95.242	81.034	65.208	-15.826	-19,53%
Pondere consum tehnologic/ gaze vehiculate	%	0,73%	0,62%	0,49%		-20,9%

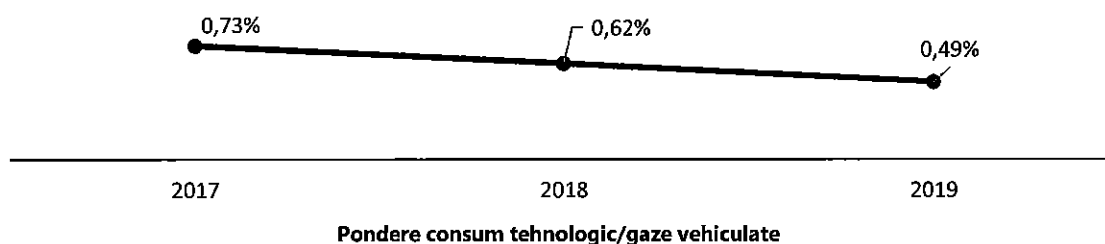
Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic în perioada 2017-2019



Grafic 11-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic în perioada 2017-2019



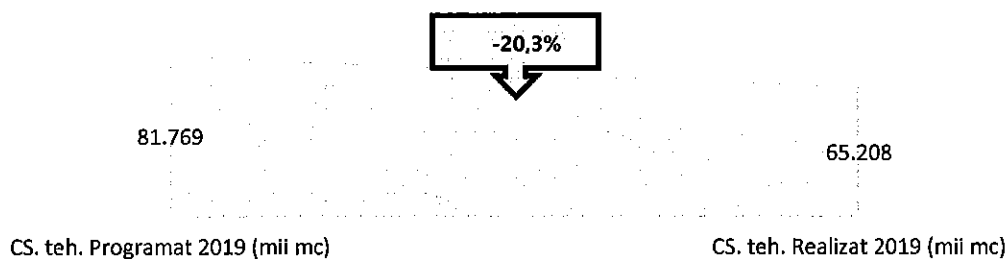
Grafic 12-Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic 2019 vs. 2018



Grafic 13-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2017-2019

	2017	2018	2019
CS.THN PROGRAMAT-mii mc	105.346	105.437	81.769
CS.THN REALIZAT-mii mc	95.242	81.034	65.208

Tabel 11- Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2017-2019



Grafic 14-Nivelul consumului tehnologic total realizat vs. total programat 2019

Astfel, după cum se poate observa, în anul 2019, evoluția consumului tehnologic pe SNT a continuat trendul descendent, acesta fiind cu 31,5% mai mic decât cel înregistrat în anul 2017 și cu 19,5% mai redus față de nivelul înregistrat în anul 2018.

3.6.3. Politica de investiții

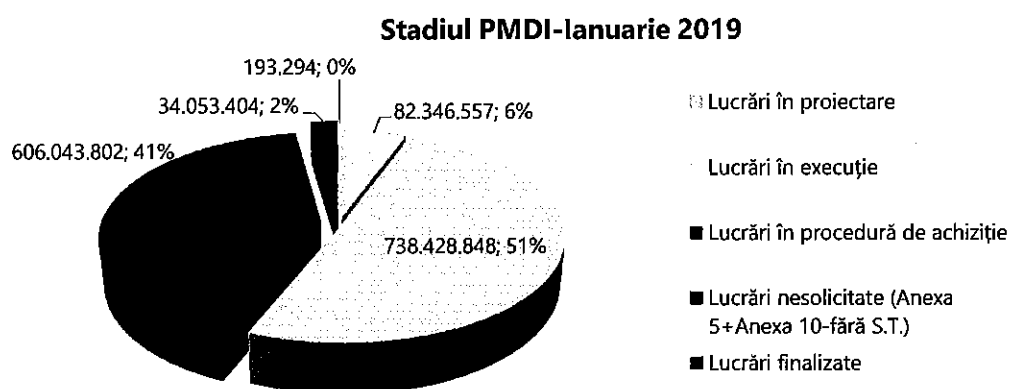
Programul de modernizare și dezvoltare investiții

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

Valoarea fondurilor de investiții, aprobată în bugetul de venituri și cheltuieli, este de **2.441.000 mii lei**. Valoarea realizărilor la finele anului 2019 este de **1.063.025 mii lei**, care include: **606.935 mii lei** cheltuieli cu **execuția** lucrărilor cuprinse în programul de modernizare și dezvoltare investiții, **23.064 mii lei proiectare** și studii de fezabilitate, **170.286 mii lei investiții financiare**, **267.253 mii lei achiziția de țevă**, **4.396 mii lei dobânda capitalizată** și **(8.910) mii lei imobilizări necorporale în execuție**, iar pentru diferență, până la valoarea bugetată, societatea are în derulare contracte încheiate precum și lucrări aflate în proceduri de achiziție.

Valoarea fondurilor de modernizare și dezvoltare pentru anul 2019, aprobată în bugetul de venituri și cheltuieli, este de **1.461.065 mii lei**. Valoarea realizărilor la finele anului 2019 este de **606.935 mii lei**, care include și suma de **5.808 mii lei** ce reprezintă lucrările de racordare la SNT a noilor consumatori, realizate în baza regulamentului de acces la SNT aprobat prin HG nr.1043/2004, înlocuit de Ordinul ANRE 82/2017, din care **4.432 mii lei** din fonduri alocate prin programul de modernizare și dezvoltare și **1.376 mii lei** fonduri din tariful de racordare la SNT

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

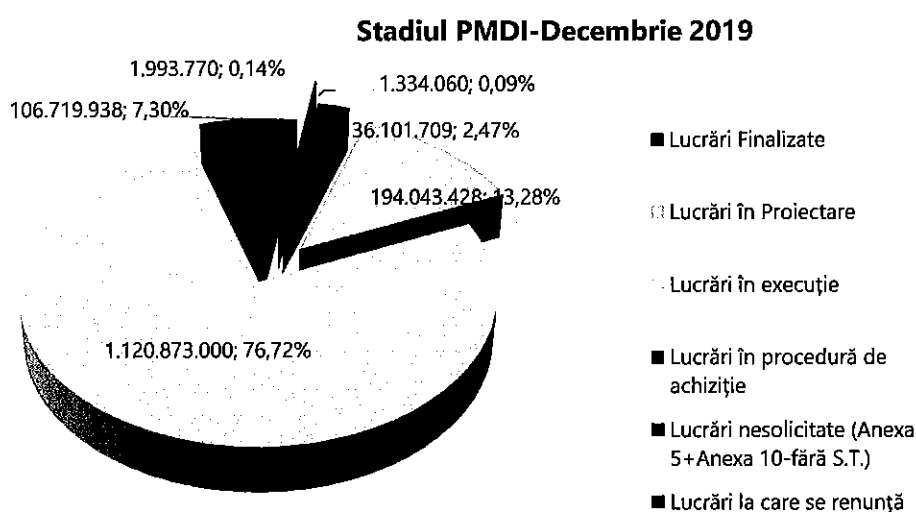


Grafic 15-Stadiu PMDI -ianuarie 2019

Comparativ, la finalul anului 2019, raportat la valoarea bugetată, lucrările finalizate reprezentau 2,47%, lucrările în execuție 76,72%, lucrările în proiectare 13,28%, lucrările în procedură de achiziție 7,30%, lucrările pentru care nu au fost transmise documentațiile necesare pentru demararea achiziției, utilajele și echipamentele la care se renunță reprezentau un procent de 0,14%, iar lucrările sau echipamentele la care s-a renunțat reprezentând un procent de 0,09%.

Se poate observa creșterea procentului lucrărilor finalizate și a celor aflate în derulare, în concordanță cu scăderea lucrărilor aflate în fază de proiectare sau pentru care a fost demarată procedura de achiziție. La lucrările aflate în faza de proiectare, în valoarea totală sunt cuprinse și lucrările programate la Capitolul D – Dezvoltarea SNT conform Legii 123/2012 (Actualizată), Art.130, al e¹ și e², pentru care s-au alocat fonduri în valoare de 150.000.000 lei.

La lucrările din anexa 2 și echipamentele cuprinse în anexa 10 din program, pentru care s-au primit referate de renunțare la achiziție, fondurile alocate au fost redistribuite pentru achiziționarea altor utilaje și produse, sau după caz, suplimentarea fondurilor alocate inițial ca urmare a modificării cursului valutar.



Grafic 16-Stadiu PMDI-decembrie 2019

Principalele lucrări finalizate în 2019 sunt:

- Stațiile de comprimare STC Jupa și STC Podișor (BRUA faza I)
- conducta de racord DN700 SRM SIDEX GALATI;
- sistemul de detecție gaz și fum în hala turbocompressoarelor de la STC Șinca;
- interconectarea STC Jupa la SNT – lucrări de construcții;
- conducta de transport gaze naturale DN600 Mașloc – Recaș, etapa I, zona prin fond forestier;
- montare gară de primire godevil (provizoriu) DN 800 pe conducta Bățani - Onești, zona Bogdănești;
- protecția conductei de transport gaze naturale DN250 Târgu Ocna - Slănic Moldova, zona Cerdac, jud. Bacău;
- nodul tehnologic Moisica – lucrări de automatizare;
- lucrări privind punerea în siguranță racord de alimentare cu gaze naturale SRM Brăila, zona Ferma Agricolă;
- punere în siguranța subtraversarea pârâu Bogdana cu conducta DN 800 Onești- Han Domnești, în zona Bogdana;
- modernizare SRM Nădrag;
- conectarea sistemelor electronice de măsurare comercială cu diafragmă la gazcromatografele de proces;
- SRM Dej II;
- stațiile de protecție catodică Vădeni, Bogatu Român lu Crăciunelul de Jos;

- lucrările de refacere a punctului de lucru Hurezani;
- modernizare sediu Sector Cluj;
- clădire și împrejmuire SRM Timișoara I;
- finalizare achiziționare diverse utilaje, echipamente și dotări în valoare de 13.308.667 lei.

Principalele lucrări aflate în execuție:

- dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA)
 - lucrări de execuție Stația de Comprimare Bibești;
 - lucrări de execuție conductă (Faza 1);
 - lucrări de automatizare și securizare conductă;
- 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
 - achiziție grupuri de comprimare;
 - execuție stații de comprimare Onești și Gherăești, automatizare și securizare conductă;
- consolidarea sistemului de transport în Romania, între Onești - Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea - faza 2 (interconectarea sistemului național de transport cu sistemul internațional și reverse flow la Isaccea) - faza 2 modernizarea SCG Onești și modernizarea SCG Siliștea;
- interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;
- înlocuirea stației de măsurare gaze SMG Isaccea 1;
- înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I;
- conducta de transport gaze DN 500 Craiova - Segarcea - Băilești - Calafat, et.I, tr. Craiova – Segarcea;
- conducta de transport gaze DN 600 Mașloc - Receaș - etapa I, (partea II - zona prin fond forestier)
- subtraversare râu Olt cu conducta DN 300 Drăgășani - Caracal (racord alimentare cu gaze a mun. Caracal);
- conducta de transport gaze DN 300 Mintia - Brad - stei, et.I Mintia – Brad;
- conducta de transport gaze DN400 Vaslui - Iași (tr. Vaslui - Mogoșești) - reîntregire în zona pădurii Bârnova;
- sistematizare conducte în zona nodului tehnologic Moșu;
- nodurile tehnologice Receaș și Racova;
- modernizare clădire sediu Transgaz, str. Carpați 6.

Principalele lucrări aflate în procedură de achiziție sunt:

- dezvoltări ale SNT în zona de nord – est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei, precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova
 - conducta de transport gaze DN700 Onești - Gherăiești – Lețcani
- dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la Țărnul Mării Negre (Țărnul Mării Negre - Podișor)
- interconectarea SNT cu sistemul de transport internațional și reverse flow la Isaccea - etapa 2 - lucrări în NT Șendreni - existent

- punerea în siguranță a conductei DN350 Luna - Aiud, DN250 Luna–Ocna Mureș (fir I) și DN250 Luna-Ocna Mureș (fir II), zona Războieni;
- conducta de transport gaze naturale Sărmășel – Satu Mare, zona Sucutard;
- conducta de transport gaze naturale DN 250 Câmpulung Moldovenesc - Vatra Dornei (tr. Pojorâta - Vatra Dornei);
- punerea în siguranță a conductei de transport gaze naturale DN 500 Hațeg – Paroșeni, zona Dealu Babii;
- punerea în siguranță a conductei DN 300 Agârbiciu – Sibiu, zona Șeica Mare;
- modernizare SRM Chișineu Criș;
- nod tehnologic Drăgășani;
- lucrări de instalare și programare a sistemelor de securitate și supraveghere și refacerea împrejurii la obiectivele SNT.

În baza adreselor primite de la departamentele și direcțiile din cadrul societății, pe perioada derulării programului investițional 2019, pentru o serie de lucrări și echipamente solicitate inițial, din diferite cauze s-a cerut anularea execuției unor lucrări programate inițial, precum și renunțarea la achiziționarea unor utilaje și echipamente.

O parte din fondurile disponibile rezultate în urma renunțărilor, au fost redistribuite pentru asigurarea fondurilor necesare realizării unor noi obiective investiționale solicitate pe parcursul anului 2019.

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

- conducta de transport gaze naturale DN 700 Moșu – Buciumeni;
- conducta de transport gaze naturale DN 500 Plătărești – Bălăceanca;

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

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

3.6.4 Politica privind mentenanța SNT

Programul de reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță

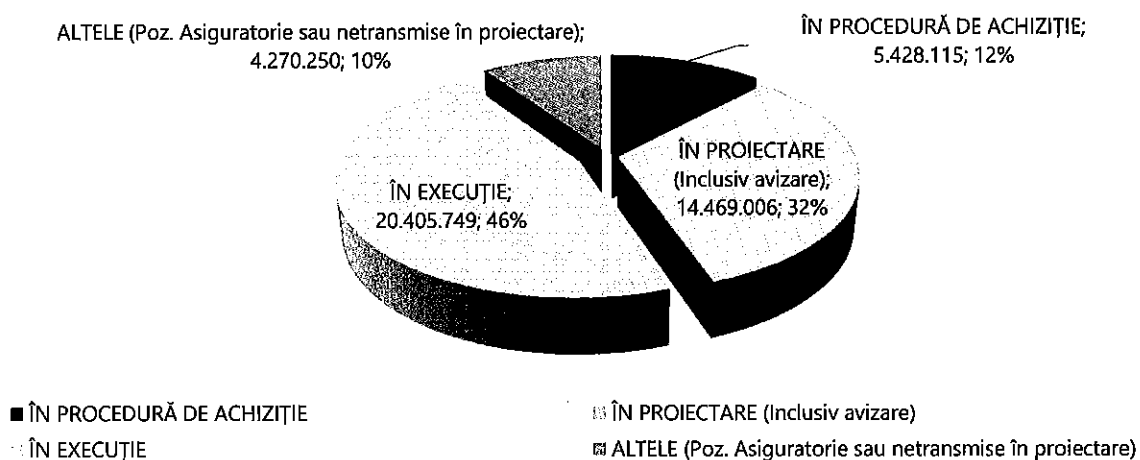
Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2019 (reactualizarea 17) are o valoare alocată de **80.283.391 lei** din care 43.939.811 lei pentru *Lucrările de reparații și reabilitare a SNT* și 36.343.580 lei pentru *Servicii de asigurare a mentenanței SNT*.

A. Lucrările de reparații și reabilitare a SNT

Din valoarea totală bugetată a Lucrărilor de reparații și reabilitare a SNT, în luna ianuarie 2019, lucrările în execuție reprezentau 46% (lucrări contractate în anii anteriori), lucrările în proiectare 32%, lucrările în stadiu procedural de achiziție 12%, iar lucrările neîncadrate în categoriile

anterioare (Poziții asiguratorii sau Lucrări netransmise pentru proiectare) 10%, după cum se poate observa din histograma următoare:

PRRASM 2018-Reparații și Reabilitări SNT-Ianuarie 2019



Grafic 17 - PRRASM 2019 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Ianuarie 2019

În anul 2019 (la nivelul lunii Decembrie 2019), lucrările de reparații și reabilitare (Anexele 1, 2, 6, 7 și 8 din PRRASM 2019) aflate în curs de execuție au o pondere 55,89% raportat la valoarea bugetată.

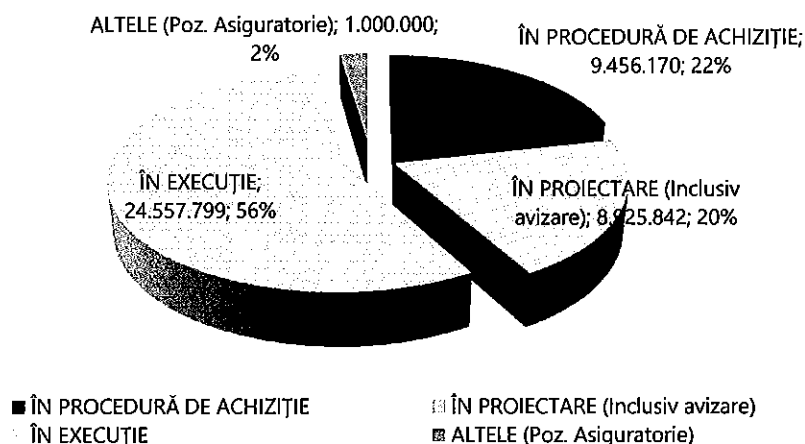
Proceduri de achiziție aflate în stadii avansate:

- Conducta Ø8" record alimentare ELSID Titu".
- Înlocuire tronson conductă 32"pe conducta transport 28"Platou Izvor Sinaia-Filipești, zona Drăgăneasa;
- Reparații traversări aeriene (acorduri cadru 2 ani);
- "Conducta Ø24"Paltin Schitu-Golești (jud. Brasov)".
- Pregătirea conductei Ișalnița-Cruce Ghercești pentru transformare în conductă godevilabilă;

Au fost finalizate procedurile de achiziție prin încheierea de contracte de execuție (pentru lucrări din PRRASM 2019):

- "Punere în siguranță a conductei 12" Vlădeni-Mănești";
- "Reparație conductă 32" Cosmești-Onești (lucrări terți)";

PRRASM 2018-Reparații și Reabilitări SNT-Decembrie 2019



Grafic 18 - PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Decembrie 2019

Nota 1: O parte din lucrări ("Cosmești-Onesti", "Bacia - Caransebes -HD, CS", " Podisor - Giurgiu", "Șendreni – Albești BZ" au fost executate parțial sau total cu forțe proprii -Sucursala Mediaș. Realizările au fost calculate pe baza situațiilor de cheltuieli transmise de Sucursala Mediaș (Sit. Cheltuieli Nov. 2018-Mart.2019 =valoare 3.109.677,22 lei, Sit. Cheltuieli Apr.2019-Iun.2019 =valoare 7.929.195,38 lei, Sit. Cheltuieli Iul.2019-Nov.2019 =valoare 11.221.907,68 lei).

Nota 2: Lucrările de construcții (Anexa8) pentru care nu au fost finalizate caiete de sarcini/antemăsurători au fost incluse în categoria "IN PROIECTARE".

Principalele contracte încheiate în anul 2019:

- Traversare aeriana râu Visa cu conducta Ø 10"-12" racord PM Șoala, zona Agârbiciu;
- Lucrări de izolare conducte în stații fixe;
- Punere în siguranță a conductei 12" Vlădeni-Mănești;
- Reparație conducta 32" Cosmești-Onesti (lucrări terți) ;

Proiecte tehnice finalizate în anul 2019:

- Lucrări de reparații LEA 0,4 kV alimentare cu energie electrica SPC Oituz 1-2;
- Conducta Ø 20" Onești-Racova-Gherăști -fir II (jud. Bacău) ;

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

- probleme cu acordurile proprietarilor de teren pentru următoarele obiective:
 - ✓ Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3;
 - ✓ Reparația cond. Ø 32" Cosmești-Onesti;
 - ✓ Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș et. I-a).
- lipsa sau expirarea avizelor necesare obținerii Autorizației de Construire pentru următoarele obiective (cauzate de termenul procedural de desfășurare a achizițiilor publice, respectiv nu poate fi demarată procedura de achiziție fără AC, iar până la finalizarea procedurii expiră avizele/AC), pentru obiectivele:
 - ✓ Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș et. I-a);
 - ✓ Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
- necesitatea aplicării prevederilor OUG 114/2018 a dus la îngreunarea desfășurării și decontării lucrărilor pentru unele obiective aflate în execuție:
 - ✓ Conducta 20" Adjutul Vechi, zonele Braniștea, Schela și Independența;
- necesitatea reproiectării unor lucrări (în urma modificărilor succesive):
 - ✓ Conducta Ø 20" Onești-Racova-Gherăști -fir II (jud. Bacău).
- neprezentarea de oferte la licitație:
 - ✓ Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (jud.Brasov);

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

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

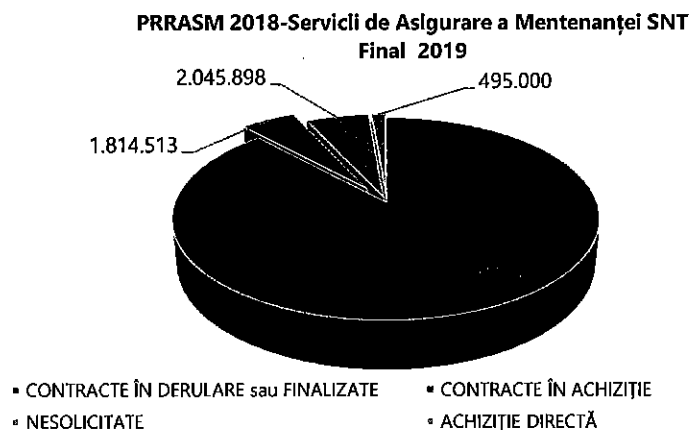
B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT

Din bugetul alocat Serviciilor de Asigurare a Mentenanței SNT de **36.373.580 lei**, procentual reprezentând **45,3%** din valoare totală a Programului de Mentenanță s-a realizat la finalul lunii decembrie valoarea de **13.926.024 lei**.

Prin urmare, valoarea bugetată a Serviciilor de asigurare a mentenanței SNT pentru 2019, în intervalul ianuarie-decembrie 2019 are următoarea repartitie raportată la cele 98 de linii de buget asigurate:

- un număr de **75 poziții** cu un buget însumat de **32.461 mii lei** au fost contractate și au înregistrat la sfârșitul anului de realizări **13.926 mii lei**.
- **4 poziții** cu un buget total de **1.815 mii lei** se aflau la sfârșitul anului 2019 în procedura de achiziție
- **19 poziții** de servicii au rămas nesolicitate (din care doua achiziții sunt directe alocate Sucursalei Mediaș și Exploatărilor Teritoriale). Aceste servicii cu o alocare bugetară de **2.046 mii lei** au fost cele cu sume asigurate pentru prestații necesitate de predictibilitate redusă.

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



Grafic 19 - PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT
Stadiu Decembrie 2019

În concluzie la finele anului 2019, **numărul serviciilor angajate în derulare a crescut la 83% un procent de doar 6%** reprezentând sume asigurate pentru apariția unor situații impredictibile.

Principalele contracte încheiate în anul 2019:

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

Dintre serviciile cu valori semnificative sunt în stadiu achiziție servicii reglementate impuse de legislația în domeniul siguranței transportului fluvial, respectiv inspectarea traversărilor fluviului Dunărea cu conductele de transport gaze natural

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 2019** s-a luat în calcul **necesarul de lucrări, produse și servicii**, astfel cum au fost cuprinse în :

- **Programul de Modernizare, Dezvoltare Investiții;**
- **Programul de Reparații Reabilitare și Asigurarea Serviciilor de Mentenanță;**
- **Programul de Aprovizionare;**
- **Programul privind alte servicii executate de terți**
- **Programul de Proiectare,**
- **Programul de Cercetare,** programe aprobate prin HCA nr. 1/18.01.2019.

Programul cuprinde **totalitatea contractelor/acordurilor-cadru** pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le atribuie/încheie în decursul anului 2019. De asemenea procedurile demarate în 2018, care până la finalul anului nu au fost atribuite/nefinalizate au fost preluate în program pentru 2019 cu mențiunea ca acestea sunt în derulare din anii precedenți.

Valoarea totală a **Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2019 (PAAS 2019)**, aprobat prin HCA nr.3/31.01.2019 a fost de **2.723.171.227,46 lei**, iar valoarea pentru Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2019- *Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei, precum și asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova (PAAS 2019-Moldova)*, a fost de **890.330.194 lei**.

În urma a 29 reactualizări PAAS 2019, devenite necesare ca urmare a revizuirii programelor de execuție ce au stat la baza fundamentării BVC, valoarea totală a PAAS a devenit **2.974.188.417,33 lei**, iar valoarea PAAS 2018-Moldova a devenit **933.148.303,00 lei**.

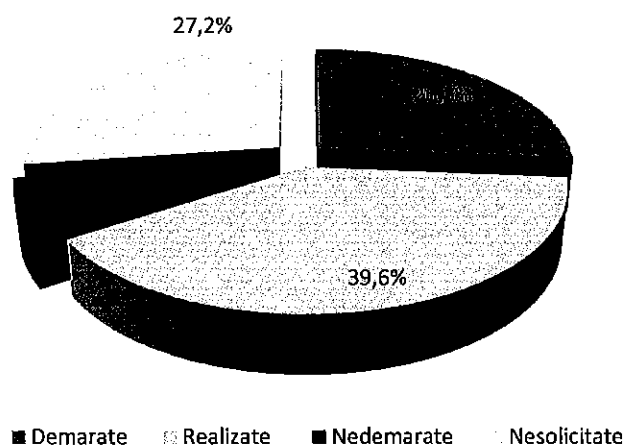
PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

În baza celor prevăzute în PAAS 2019 (secțiunea proceduri, actualizată) din **467 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost demarate **308 proceduri** din care **185 proceduri s-au finalizat (39,61%)**, iar **123 proceduri sunt demarate (26,34%)**, în desfășurare în diferite stadii.

Pe lângă acestea un număr de **32 proceduri (6,85%)**, sunt în stadiu curent **solicitate**, cu documentații intrate la DASC, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **127 poziții** sunt nesolicitate de departamente/direcții/ servicii interesate (**27,19%**).

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este:

Centralizator proceduri (fizic)		
Total proceduri la 31.12.2019, din care:	467	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	123	26,3 %
- realizate	185	39,6 %
- nedemarate	32	6,9 %
- nesolicitate	127	27,2 %



Grafic 20- Situația procedurilor de achiziții la 31.12.2019

Centralizator proceduri (valoric) - lei		
Total valoric la 31.12.2019, din care:	2.941.934.826,81	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	1.663.831.286,35	56,6 %
- realizate	738.803.574,38	25,1 %
- nedemarate (în lucru la DASC)	94.850.414,37	3,2 %
- nesolicitate	396.897.748,8	13,5 %

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

Pentru cele **185 de poziții realizate** din PAAS 2019, secțiunea proceduri, situația realizărilor față de valorile estimate (numai a acestora) se prezintă conform tabelului următor:

Nr. poziții proceduri realizate din PAAS	Valoare estimată lei fără TVA	Valoare realizată lei fără TVA	%
185	786.355.377,29	738.803.574,38	94

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:

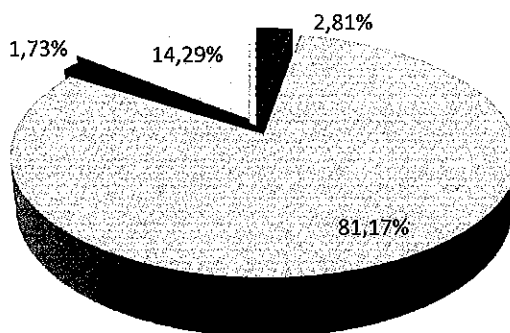
Tip contract	Total valoare contracte	Număr de contracte acorduri cadru atribuite	Din care număr de contracte subsecvente	Valoare contracte subsecvente	Valoare realizări din PAAS
	(lei fără TVA)			(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
0	1	2	3	4	5=1-4
Contracte de lucrări	453.880.490,25	23	0	0	453.880.490,25
Contracte de servicii	119.614.064,02	201	105	30.212.098,54	89.401.965,48
Contracte de produse	217.595.903,65	112	17	22.074.785,00	195.521.118,65
TOTAL CONTRACTE	791.090.457,92	336	122	52.286.883,54	738.803.574,38

Tabel 12 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție (proceduri simplificate/licitații deschise/NFIPPCO) în perioada 01.01- 31.12.2019

ACHIZITIILE DIRECTE:

În baza celor prevăzute în PAAS 2019 actualizat, din **462 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost demarate **387 achiziții directe** din care **375 achiziții directe s-au finalizat (81,17%)**, iar **13 achiziții directe sunt demarate (2,81%)**, în desfășurare în diferite stadii. Pe lângă acestea, un număr de **8 achiziții directe (1,73%)** sunt în stadiu curent **solicitate**, cu documentații intrate la Departamentul Achiziții, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **66 poziții** sunt nesolicitate de departamente/ direcții/servicii interesate (reprezentând un procent de **14,29%**).

Centralizator achiziții directe (fizic)		
Total poz. la 31.12.2018, din care:	462	% de realizare achiziții directe
- demarate	13	2,81%
- realizate	375	81,17%
- nedemarate	8	1,73%
- nesolicitate	66	14,29%



■ Demarate ■ Realizate ■ Nedemarate ■ Nesolicitate

Grafic 21-Situația achizițiilor directe la 31.12.2019

Centralizator achiziții directe (valoric)		
Total valoric la 31.12.2019, din care:	18.147.050,06	% de realizare achiziții directe
- demarate	775.802,24	4,28%
- realizate	9.827.548,55	54,16%
- nedemarate	295.290,71	1,63%
- nesolicitate	5.206.528,2	28,69%

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

Pentru cele **375 de poziții realizate** din PAAS 2019 prin achiziții directe, situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. poziții realizate din PAAS 2019- AD	Valoare estimate lei fără TVA	Valoare realizată lei fără TVA	%
375	11.869.428,91	9.827.548,55	83 %

Situația centralizată a contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 01.01-31.12.2019

Tip contract	Total Valoare contracte / comenzi delegari competențe	Nr. contracte încheiate de Birou Achiziții	Valoare contracte încheiate de Birou Achiziții	Nr. comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare achiziții care nu sunt cuprinse în PAAS -AD	Nr. de comenzi delegări competențe servicii și produse	Valoare comenzi delegări competențe servicii și produse	Valoare realizări din PAAS -AD
	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	(lei fără TVA)	-	(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
0	1=3+5+8	2	3	4	5	6	7	8	9=1-6
Lucrări	1.896.804,33	15	1.882.608,32	1	14.196,01	0,00	0	0,00	1.896.804,33
Servicii	3.818.103,24	63	2.784.968,45	92	582.743,6	13.072,95	14	450.391,19	3.805.030,29
Produse	4.125.713,92	11	618.971,48	117	909.989,64	0,00	113	2.596.752,8	4.125.713,92
TOTAL	9.840.621,5	89	5.286.548,26	210	1.506.929,25	13.072,95	127	3.047.143,99	9.827.548,55

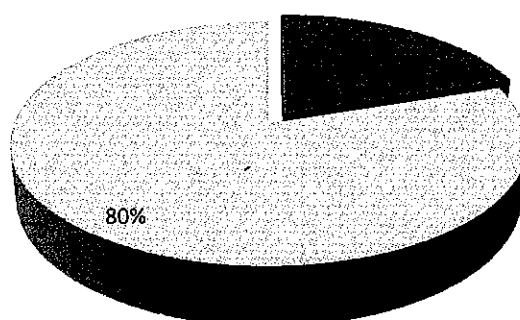
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 01.01-31.12.2019

PROCEDURI DE ACHIZIȚIE-PAAS 2019 (Moldova)

În baza celor prevăzute în PAAS 2019 (Moldova), din **5 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/ direcțiilor/serviciilor interesate **au fost demarate 5 proceduri**, din care **4 proceduri sunt finalizate (80%)**, iar **1 procedură (20%)** este în litație.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție PAAS Moldova este după cum urmează:

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA-FAZA 1 (fizic)		
Total poz. la 31.12.2019, din care:	5	% de realizare proceduri
- demarate	1	20 %
- finalizate	4	80 %
- intrate la DASC și nedemarate	0	0 %
- nesolicitate	0	0%



■ Demarate ■ Realizate ■ Nedemarate ■ Nesolicitate

Grafic 22-Situația procedurilor PAAS pentru Moldova la 31.12.2019

Centralizator proceduri PAAS 2019 -pentru Moldova (valoric)		
Total valoric la 31.12.2019, din care:	933.148.303	% de realizare proceduri
- demarate (estimat)	328.343.959	35,19 %
- realizate (contracte încheiate)	583.602.764,52	62,54 %
- nedemarate	0,00	0,0%
- nesolicitate	0,00	0,0%

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

4. RAPORTARE FINANCIARĂ

4.1 Poziția financiară

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

Situația poziției financiare la 31.12.2019 comparativ cu cea de la 31.12.2018 se prezintă astfel:

Denumire indicator	31-12-19 mii lei	31-12-18 mii lei	Dinamica (%)
0	1	2	3=1/2
Imobilizări corporale	476.406	513.263	92,82%
Drepturi de utilizare a activelor luate in leasing	9.359	0	#DIV/0!
Imobilizări necorporale	3.058.556	2.301.805	132,88%
Imobilizari financiare	215.887	45.601	473,43%
Creanțe comerciale și alte creanțe	723.921	629.755	114,95%
Active imobilizate	4.484.129	3.490.424	128,47%
Stocuri	488.034	255.241	191,21%
Creanțe comerciale și alte creanțe	485.867	541.390	89,74%
Casa și conturi la bănci	311.138	708.752	43,90%
Active circulante –TOTAL	1.285.039	1.505.383	85,36%
TOTAL ACTIV	5.769.168	4.995.807	115,48%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	497.438	418.788	118,78%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	1.489.789	864.288	172,37%
Total datorii	1.987.227	1.283.076	154,88%
Capitaluri proprii	3.781.941	3.712.731	101,86%
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	1.709.509	1.640.299	104,22%
Total capitaluri proprii și datorii	5.769.168	4.995.807	115,48%

Tabel 14- Situația poziției financiare a societății la 31 decembrie 2018 vs 31 decembrie 2019

Imobilizări corporale

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

Imobilizările corporale au înregistrat o scădere de 36.857 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2018, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale nu au depășit cheltuiala cu amortizarea privind imobilizările corporale. La sfârșitul perioadei s-au înregistrat avansuri acordate pentru imobilizări corporale în suma de 366 mii lei.

Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing

Începând cu 1 ianuarie 2019 societatea aplică IFRS 16 pentru contractele de închiriere care îndeplinesc criteriile de recunoaștere și a recunoscut ca activ necorporal un drept de utilizare aferent contractelor de închiriere, astfel ca valoare înregistrată la 31 decembrie 2019 pentru dreptul de utilizare este de 9.359 lei.

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 756.751 mii lei comparativ cu valoarea de la 31.12.2018, această creștere datorându-se în principal lucrărilor de investiții aferente proiectelor majore cuprinse în Planul de dezvoltare pe 10 ani. La sfârșitul perioadei sau înregistrat avansuri acordate pentru imobilizări necorporale în suma de 45.260 mii lei.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare au crescut cu 170.286 lei față de 31.12.2018 și reprezintă majorarea capitalului social al societății EUROTRANSGAZ SRL Chișinău din Republica Moldova, înființată prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017 a SNTGN Transgaz SA.

Creanțe comerciale și alte creanțe aferente imobilizărilor

Creșterea creanței față de ANRM la 31 decembrie 2019 cu suma de 94.166 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 **94.166** mii lei față de valoarea la 31 decembrie 2018 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate și ajustarea valorii reglementate a activelor cu rata inflației începând cu anul 2019, conform Ordinul ANRE nr. 41/2019.

Stocuri

La 31 decembrie 2019 stocurile au înregistrat o creștere de 232.793 mii lei comparativ cu valoarea de la 31 decembrie 2018, în special pe seama creșterii stocului de materiale necesare pentru execuția proiectului: "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria" (BRUA Faza 1).

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 31 decembrie 2019, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe a scăzut cu 55.523 mii lei față de 31 decembrie 2018, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- **scăderea soldului creanțelor clienți cu 20.085 mii lei** determinată în special de scăderea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional;
- **creșterea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 80.260 mii lei;**
- **creșterea soldului altor creanțe cu 44.822 mii lei.**

Casa și conturi la bănci

La 31 decembrie 2019 numerarul societății a scăzut cu 397.614 mii lei comparativ cu sfârșitul anului 2018.

Disponibilitățile din conturile bancare în lei au scăzut cu 52.734 mii lei și cele din conturile de depozite bancare în valută au scăzut cu 344.864 mii lei.

Alte elemente de numerar și echivalente de numerar înregistrează o creștere de 24 mii lei comparativ cu anul 2018.

Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an

În structura datoriilor ce trebuie plătite într-o perioadă de un an se constată următoarele modificări față de 31 decembrie 2018:

- **creșterea soldului datoriilor comerciale și a altor datorii cu 23.277 mii lei;**
- **creșterea provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 53.592 mii lei,** pe seama reluării la venituri a provizionului pentru participarea salariaților la profit și pentru contractul de mandat, care a depășit valoarea provizionul constituit pentru participarea salariaților la profit și de litigii înregistrate în 12 luni 2019;
- **diminuarea datoriei privind provizionul pentru beneficiile angajaților în suma de 1.086 mii lei;**
- **înregistrarea împrumuturilor pe termen scurt în suma de 2.868 mii lei.**

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- **creșterea împrumuturilor cu 427.867 mii lei;**
- **creșterea provizionului pentru beneficiile angajaților cu 12.786 mii lei;**
- **creșterea veniturilor înregistrate în avans și a subvențiilor cu 128.010 mii lei;**
- **creșterea datoriei privind impozitul amânat cu 3.558 mii lei** este cauzată în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz și a impozitului amânat aferent provizionului pentru creanțe și litigii.
- **înregistrarea datoriei comerciale și a altor datorii în suma de 53.279 lei.**

Capitaluri proprii

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat.

Creșterea rezultatului reportat cu 69.210 mii lei este influențată de recalculare impozitului pe profit amânat pentru anii precedenți. Repartizarea profitului aferent anului 2018 la dividende convenite acționarilor a depășit profitul înregistrat în 12 luni 2019.

4.2 Rezultatul global

Situația contului de profit și pierdere în perioada 2018-2019:

Denumirea	Realizat 2019	Realizat 2018	Modificări
0	1	2	3=1/2x100
TOTAL venituri din care:	2.868.664	2.296.502	124,91%
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.576.667	1.608.437	98,02%
Venituri din activitatea de echilibrare	324.688	235.427	137,91%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	868.357	405.794	213,99%
Venituri financiare	98.952	46.844	211,24%
TOTAL cheltuieli din care:	2.449.562	1.713.622	142,95%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.228.699	1.046.952	117,36%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	324.688	235.427	137,91%
Costul activelor conform cu IFRIC12	868.357	405.794	213,99%
Cheltuieli financiare	27.818	25.449	109,31%
PROFITUL BRUT -total, din care:	419.102	582.880	71,90%
din exploatare	347.968	561.485	61,97%
din activitatea financiară	71.134	21.396	332,47%
Impozitul pe profit	70.843	87.205	81,24%
PROFITUL NET	348.259	495.675	70,26%

Tabel 15-Situația contului de profit și pierdere 2019 vs2018

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12, realizate în anul 2019 comparativ cu anul 2018 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Specificații	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2019	2018	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Venituri din activitatea de transport			
	- mii lei	1.192.598	1.178.420	101,20
	- MWh*	145.615.593	139.164.634	104,64
	- lei/MWh	8,19	8,47	96,72
3.	Venituri din activitatea de transport internațional			
	- mii lei	327.696	324.381	101,02
4.	Alte venituri din exploatare			
	- mii lei	56.373	105.636	53,37
	TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.576.667	1.608.437	98,02

* cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

Tabel 16- Veniturile activității de exploatare- Realizări 2019 vs 2018

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare realizate în anul 2019 comparativ cu anul 2018:

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2019	2018	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Amortizare	193.622	188.022	102,98
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natura salarială și beneficii acordate angajaților	413.647	382.451	108,16
3.	Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate, din care:	99.267	96.881	102,46
	- Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport	66.257	70.003	94,65
	cantitate consum tehnologic MWh*)	640.705	847.810	75,57
	- Materiale auxiliare	28.611	23.789	120,27
	- Alte cheltuieli materiale	4.399	3.089	142,43
4.	Cheltuieli cu redevențe	151.283	151.027	100,17
5.	Întreținere și transport, din care	29.844	35.884	83,17
	- Lucrări, servicii executate de terți	12.632	21.646	58,36
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	111.290	76.448	145,58
	- Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	37.891	10.645	355,96
	- Impozit pe monopol	66.697	59.336	112,40
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	49.819	5.946	837,81
8.	Alte cheltuieli de exploatare	179.927	110.293	163,14
TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		1.228.699	1.046.952	117,36

Tabel 17- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2019 vs 2018

4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie la 31 decembrie 2019 comparativ cu anul 2018 este redată în tabelul următor:

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2019	2018
Profit înainte de impozitare	419.102	582.880
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	193.622	188.022
Ajustări pentru deprecierea imobilizărilor necorporale	2.129	3.814
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-102	-182
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	53.592	3.690
Provizioane pentru deprecierea stocurilor	607	8.169
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-23.347	-22.886
Provizioane pentru garanții	-969	698
Provizioane pentru beneficiile angajaților	2.846	2.256
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajaților	4.218	3.850
Pierdere din creanțe și debitori diversi	13	4

Indicator	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2019	2018
Ajustări pentru deprecierea creanțelor	81.229	18.335
Venituri din dobânzi	-24.545	-25.232
Ajustare creanței privind Acordul de Concesiune	-49.677	0
Provizioane pentru deprecierea imobilizărilor financiare	70	238
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	6.817	137
Alte cheltuieli și venituri	-306	-153
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	665.300	763.642
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	-61.658	-183.630
(Creștere)/descreștere stocuri	-233.400	-181.317
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	59.112	-15.224
Numerar generat din exploatare	429.355	383.471
Dobânzi plătite	0	0
Dobânzi primite	1.929	4.760
Impozit pe profit plătit	-69.822	-127.665
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	361.461	260.567
Flux de trezorerie din activități de investiții		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-907.675	-252.495
Investiții financiare/participații	-170.356	-45.607
Incasări din cedarea de imobilizări corporale	146	296
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	151.275	67.113
Numerar net utilizat în activități de investiții	-926.610	-230.693
Flux de trezorerie din activități de finanțare		
Trageri împrumuturi pe termen lung	423.477	163.300
Dividende plătite	-255.942	-546.773
Numerar net utilizat în activități de finanțare	167.535	-383.474
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	-397.614	-353.600
Numerar și echivalent de numerar la început de an	708.752	1.062.352
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	311.138	708.752

Tabel 18 - Situația fluxurilor de trezorerie – 2019 vs 2018

Din analiza fluxului de numerar la 31 decembrie 2019 se constată **o scădere a disponibilităților** cu **397.614 mii lei** comparativ cu 31 decembrie 2018.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar sunt:

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 361.461 mii lei, cu 100.894 mii lei mai mare decât în anul 2018;
- fluxul de numerar din activitatea de investiții este de -926.610 mii lei, cu 695.917 mii lei mai mic decât în anul 2018.
- fluxul de numerar din activitatea de finanțare este de 167.535 mii lei, cu 551.008 mii lei mai mare decât în anul 2018.

La data de 31 decembrie 2019, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 310.953 mii lei, din care 67% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

4.4 Analiza factorială a activității

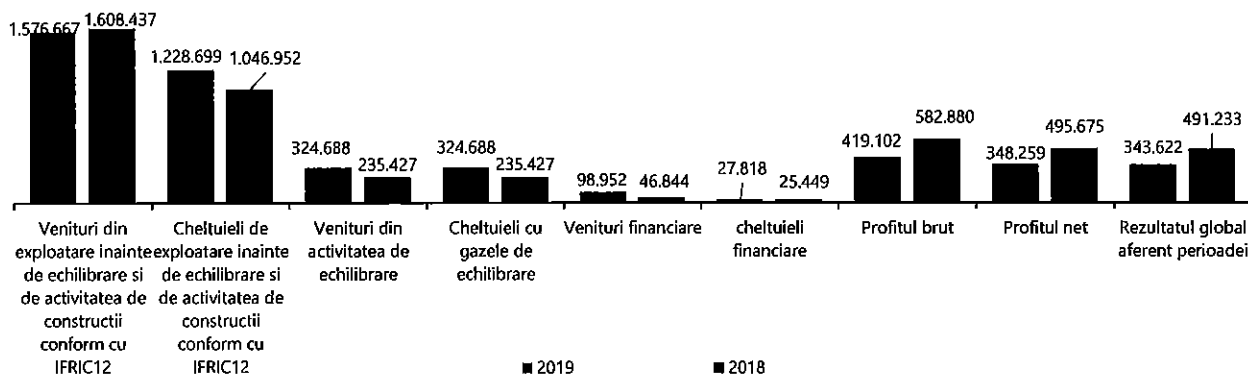
Realizări 2019 versus Realizări 2018

Situația rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2019 față de realizările perioadei similare ale anului 2018 este prezentată în tabelul de mai jos:

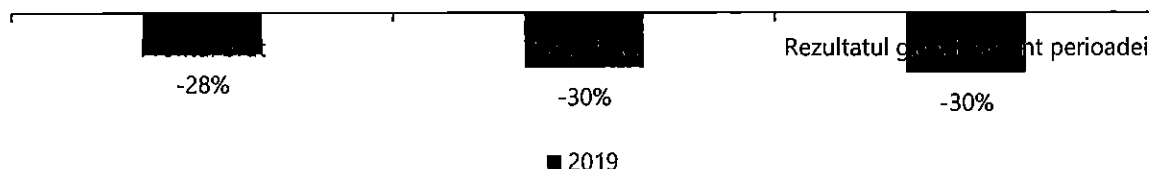
(mii lei)

Denumirea	Realizat 2019	Realizat 2018	Modificări
0	1	2	3=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.576.667	1.608.437	-2%
Venituri din activitatea de echilibrare	324.688	235.427	38%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	868.357	405.794	114%
Venituri financiare	98.952	46.844	111%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.228.699	1.046.952	17%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	324.688	235.427	38%
Costul activelor conform cu IFRIC12	868.357	405.794	114%
Cheltuieli financiare	27.818	25.449	9%
PROFITUL BRUT -total, din care:	419.102	582.880	-28%
din exploatare	347.968	561.485	-38%
din activitatea financiară	71.134	21.396	232%
Impozitul pe profit	70.843	87.205	-19%
PROFITUL NET	348.259	495.675	-30%
Alte elemente ale rezultatului global	-4.637	-4.442	X
Rezultatul global total aferent perioadei	343.622	491.233	-30%

Tabel 19 - Rezultatele financiare 2019 vs.2018



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



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

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **2%** față de realizările din anul 2018, înregistrându-se o scădere de **31.770 mii lei**.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- *veniturile obținute din componenta volumetrică* mai mici cu **61.286 mii lei** din cauza:
 - *tarifului de transport volumetric* mai mic cu 0,54 lei/MWh, cu o influență negativă de 83.934 mii lei;
 - *cantității de gaze transportate* mai mare față de anul 2018 cu 6.450.960 MWh, cu o influență pozitivă de 22.647 mii lei, detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		12 luni 2018	12 luni 2019	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	60.559.629	69.513.278	8.953.649
	Mii mc	5.672.485	6.147.306	474.821
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	78.605.004	76.102.315	-2.502.689
	Mii mc	7.303.436	7.080.195	-223.241
Total	MWh	139.164.633	145.615.593	6.450.960
	Mii mc	12.975.921	13.227.501	251.580

Scăderea tarifelor în anul 2019 față de anul 2018 se datorează în principal:

- 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 2018-2019 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrică reprezenta 30% din venitul total în timp ce în anul gazier 2019-2020 a scăzut la 25% din venitul total;
 - la fundamentarea tarifelor pentru anul gazier 2019-2020 impozitul pe monopol nu a fost recunoscut de către ANRE în categoria costurilor preluate direct și implicit în venitul reglementat.
- *veniturile obținute din rezervarea de capacitate* mai mari cu **75.464 mii lei** datorită:
 - *tarifului de rezervare a capacității* mai mare cu 0,08 lei/MWh, cu influență pozitivă de 28.611 mii lei;

- *capacității rezervate* mai mari cu 20.335.403 MWh, cu influență pozitivă de 46.854 mii lei;
- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mari cu **3.316 mii lei** datorită aprecierii monedelor de derulare a contractelor;
- *alte venituri din exploatare* mai mici cu **49.263 mii lei** din cauza înregistrării în anul 2018 a veniturilor din despăgubiri ca urmare a exercitării dreptului de denunțare unilaterală a contractelor de transport gaze naturale încheiate în urma derulării procesului de capacitate incrementală având ca obiect alocarea de capacitate incrementală.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **89.261 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 1.068.387 MWh cu influență favorabilă de 114.764 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mic cu 7,82 lei/MWh, cu o influență negativă de 25.503 mii lei.

Veniturile din activitatea de construcții mai mari cu **462.563 mii lei**, înregistrate în conformitate cu IFRIC 12, conform căruia veniturile și costurile aferente serviciilor de construire sau îmbunătățire a rețelei de transport, în schimbul cărora se înregistrează activul necorporal, trebuie recunoscute în conformitate cu IAS 11, Contracte de construcții.

Veniturile financiare cu o influență pozitivă de **52.108 mii lei** datorită actualizării cu rata inflației a bazei de active reglementate în conformitate cu Ordinul ANRE nr.41/2019.

Cheltuielile de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **17%** față de anul 2018, nivelul acestora fiind cu **181.747 mii lei** mai mare.

Societatea a înregistrat economii de 9.786 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu întreținere și transport: 6.040 mii lei;
- cheltuieli cu consumul tehnologic: 3.746 mii lei, datorită a doi factori:
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de realizările anului 2018 cu 207.105 MWh, cu o influență pozitivă de 17.100 mii lei;
 - prețul mediu de achiziție preliminar mai mare față de anul 2018 cu 20,84 lei/MWh cu o influență negativă de 13.354 mii lei;

S-au înregistrat depășiri de 191.533 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 6.132 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 31.196 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: : 5.601 mii lei;
- cheltuieli cu redevențe: 256 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 34.842 mii lei, urmare introducerii contribuției bănești de 2% din cifra de afaceri, conform art.78 din OUG nr.114/2018;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 43.873 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 69.634 mii lei, în principal pe seama constituirii ajustărilor pentru deprecierea activelor curente.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **2.369 mii lei** în principal pe seama creșterii cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Comparativ cu realizările anului 2018 profitul brut pentru anul 2019 este mai mic cu 28%, respectiv cu 163.779 mii lei.

Realizări 2019 versus Buget 2019

Principalii indicatori economico-financiari realizați în anul 2019, comparativ cu bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGOA nr.3 din 16.05.2019 sunt prezentați în tabelul următor:

(mii lei)

Denumirea	BVC 2019	Realizat 2019	Modificări
0	1	2	3=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.394.460	1.576.667	13%
Venituri din activitatea de echilibrare	25.540	324.688	1.171%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.619.788	868.357	-46%
Venituri financiare	34.551	98.952	186%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.263.554	1.228.699	-3%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	25.540	324.688	1.171%
Costul activelor conform cu IFRIC12	1.619.788	868.357	-46%
Cheltuieli financiare	15.000	27.818	85%
PROFITUL BRUT -total din care:	150.457	419.102	179%
din exploatare	130.906	347.968	166%
din activitatea financiară	19.551	71.134	264%
Impozitul pe profit	25.534	70.843	177%
PROFITUL NET	124.924	348.259	179%

Tabel 20- Rezultate financiare 2019 vs.Buget 2019

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu 182.207 mii lei față de cele prevăzute în BVC.

Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **226.612 mii lei**, datorită:
 - *venituri din rezervare de capacitate* mai mari cu **227.186 mii lei**, datorită:
 - *capacității rezervate* mai mari cu 39.629.022 MWh cu o influență pozitivă de **78.452 mii lei**, în principal pe baza facturării contravalorii depășirilor de capacitate rezervată aferente anului 2019 la nivelul de 49.562 mii lei, în conformitate cu Ordinul ANRE nr.1/18.01.2016, Ordinul ANRE nr.14/30 martie 2016 și Ordinul ANRE nr.160/26 noiembrie 2015;
 - *tarif de rezervare capacitate* mai mare cu 0,399 lei/MWh cu o influență pozitivă de **148.734 mii lei**, în principal pe baza facturării veniturilor suplimentare din primă de licitație aferentă serviciilor de rezervare de capacitate în punctul de interconectare Csanadpalota, în valoare de 68.889 mii lei
 - *cantității de gaze transportate* mai mici față de cea planificată cu 3.631.881 MWh cu o influență negativă de **6.513 mii lei**;
 - *tarifului de transport volumetric* mai mare cu 0,05 lei/MWh, cu o influență pozitivă de **5.938 mii lei**;

- Veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o creștere de **12.488 mii lei** determinată de variațiile cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
- Alte venituri din exploatare au scăzut cu **56.893 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC. În situațiile financiare Transgaz nu prezintă valoarea veniturilor din producția de imobilizări corporale și nici valoarea cheltuielilor corespunzătoare acestora conform Ordinului 2.844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele internaționale de raportare financiară, aplicabile societăților comerciale ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **299.147 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 3.035.889 MWh cu influență favorabilă de 345.848 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mic cu 14,33 lei/MWh, cu o influență nefavorabilă de 46.701 mii lei.

Veniturile financiare au înregistrat o creștere de **64.401 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC datorită actualizării cu rata inflației a bazei de active reglementate în conformitate cu Ordinul ANRE nr.41/2019.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o scădere de **3%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **34.854 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

S-au înregistrat economii de 169.103 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **16.340 mii lei**, datorită a doi factori:
 - ✓ cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 185.267 MWh, cu o influență pozitivă de 18.527 mii lei;
 - ✓ prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel prevăzut în BVC cu 3,41 lei/MWh cu o influență negativă de 2.186 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 39.183 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 23.179 mii lei;
- cheltuieli cu întreținere și transport: 65.644 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 19.692 mii lei;
- cheltuieli cu amortizarea: 5.066 mii lei;

S-au înregistrat depășiri de 134.249 mii lei, în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

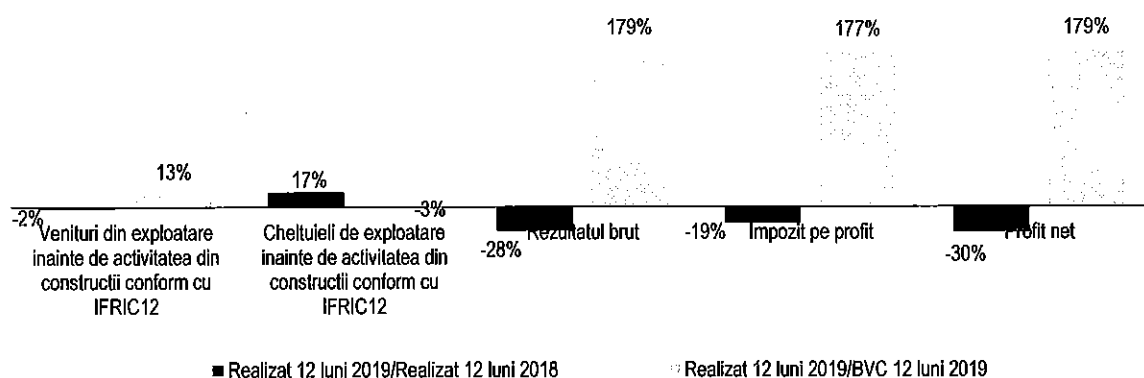
- redevența pentru concesionarea SNT: 23.163 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 40.062 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 71.023 mii lei pe seama constituirii ajustărilor pentru deprecierea creanțelor.

Cheltuielile financiare sunt mai mari decât nivelul prevăzut în BVC cu **12.818 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

Profitul brut este cu 179% mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu 268.644 mii lei superior prevederilor din BVC, iar profitul net cu 179% mai mare decât cel programat, respectiv cu 223.335 mii lei mai mare decât cel din BVC.

	Realizat 12 luni 2019 vs. Realizat 12 luni 2018	Realizat 12 luni 2019 vs. BVC 12 luni 2019
Venituri din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	-2%	13%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12	17%	-3%
Rezultatul brut	-28%	179%
Impozit pe profit	-19%	177%
Profitul net	-30%	179%

Tabel 21 – Realizări 12 luni 2019 vs. realizări 12 luni 2018 și Realizări 12 luni 2019 vs. BVC (%)



Grafic 25- Realizări 12 luni 2019 vs. realizări 12 luni 2018 și realizări 12 luni 2019 vs. BVC 2019

Realizări 2019 versus Plan de administrare 2019

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

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

(mii lei)					
Nr. crt.	Criteriu de performanță	Plan administrare 2019	Realizat 2019	Procent	Diferență
1.	Plăți restante-mii lei	0	0	100%	0
2.	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli)-mii lei	1.070.891	894.795	120%	176.096
3.	Rata lichidității imediate	0,91	1,60	176%	0,69
4.	Rata de îndatorare netă	5,50	1,23	449%	4,27
5.	EBITDA-mii lei	329.594	541.590	164%	211.996

Tabel 22 – Realizări 2019 vs. Plan de administrare 2019

4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar

Factori de risc financiar

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

Programul societății privind managementul riscului se concentrează asupra impredictibilității 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 2019	31 decembrie 2018
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului USD cu 10%	125.419	121.191
Deprecierii dolarului USD cu 10%	(125.419)	(121.191)
Aprecierii Euro cu 10%	36.331.510	36.181.580
Deprecierii Euro cu 10%	(36.331.510)	(36.181.580)

Riscul de preț

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

Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/mai mare cu 2.989.892 lei la decembrie 2019 (decembrie 2018: 2.940.121 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 497.755 lei mai mic/mai mare (decembrie 2018: 3.051.941 lei mai mic/mai mare), ca efect al modificării ratei dobânzii la depozitele bancare, respectiv al ratei dobânzii la obligațiile cu dobândă variabilă.

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 2019 (31 decembrie 2018: 50%).

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

La 31 decembrie 2019 societatea are la dispoziție garanții de bună plată de la clienți în valoarea de de 208.514.053 lei

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

	31 decembrie 2019	31 decembrie 2018
Fără rating	1.183.999	2.106.827
BB+	61.134.709	347.913.691
BBB-	7.691.934	13.569.848
BBB+	240.441.135	344.645.980
A	137.355	137.989
AA-	363.482	216.037
	310.952.614	708.590.372

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

Riscul de lichiditate

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

Societatea previzionează fluxurile de trezorerie.

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

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

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 2019 după maturitatea contractuală rămasă.

Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2019 este următoarea:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Împrumuturi	733.796.269	12.395.649	181.382.883	540.017.737
Datorii comerciale și alte datorii	<u>257.868.151</u>	<u>257.868.151</u>	-	-
	<u>991.664.420</u>	<u>270.263.800</u>	<u>181.382.883</u>	<u>540.017.737</u>

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2019:

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

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată și alte datorii și nu sunt incluse: datoriile generate ca rezultat al dispozițiilor legale impuse de autorități, datoriile către salariați și veniturile înregistrate în avans.

Categoriile de instrumente financiare:

	31 decembrie 2019	31 decembrie 2018
Active financiare		
Numerar și echivalente de numerar	297.906.921	417.345.117
Depozite bancare la termen	13.231.240	291.407.201
Credite și creanțe	1.205.939.118	1.295.387.229
Active financiare disponibile pentru vânzare	240.773.955	70.417.542
Ajustări privind activele financiare disponibile pentru vânzare	<u>(24.887.146)</u>	<u>(24.816.713)</u>
	<u>1.732.964.088</u>	<u>2.049.740.376</u>

	31 decembrie 2019	31 decembrie 2018
Datorii financiare		
Datorii evaluate la cost amortizat	-	-
Împrumuturi	663.930.000	233.195.000
Datorii evaluate la valoare justă:		
- Garanții financiare contracte	75.006.895	6.311.084
- Datorii comerciale și alte datorii	182.861.256	<u>252.363.775</u>
	921.798.151	<u>491.869.859</u>

În categoria credite și creanțe nu sunt incluse creanțele în relația cu salariații și cheltuielile înregistrate în avans.

Managementul riscului de capital

Obiectivele Societății legate de administrarea capitalului se referă la menținerea capacității Societății de a-și continua activitatea cu scopul de a furniza compensații acționarilor și beneficii celorlalte părți interesate, și de a menține o structură optimă a capitalului astfel încât să reducă costurile de capital. Nu există cerințe de capital impuse din exterior.

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Societatea monitorizează capitalul pe baza gradului de îndatorare.

Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total.

Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar.

Capitalul total este calculat drept „capitaluri proprii”, după cum se arată în situația poziției financiare plus datoria netă.

În 2019, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2018 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții.

Gradul de îndatorare net la 31 decembrie 2019 și la 31 decembrie 2018:

	31 decembrie 2019	31 decembrie 2018
Total împrumuturi	663.930.000	233.195.000
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	<u>(311.138.161)</u>	<u>(708.752.317)</u>
Poziția netă de numerar	<u>352.791.839</u>	<u>(475.557.317)</u>

Estimarea valorii juste

Valoarea justă a instrumentelor financiare care sunt tranzacționate pe o piață activă se bazează pe prețurile de piață cotate la sfârșitul perioadei de raportare.

Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

Se consideră că valoarea contabilă minus ajutarea pentru deprecierea creanțelor și datoriilor comerciale aproximează valorile juste ale acestora.

Valoarea justă a obligațiilor financiare este estimată prin actualizarea fluxurilor de trezorerie contractuale viitoare utilizând rata curentă de piață a dobânzii disponibilă Societății pentru instrumente financiare similare.

4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021

În conformitate cu prevederile subcapitolul 5.4 din Planul de Administrare al SNTGN TRANSGAZ SA în perioada 2017-2021, intitulat "Indicatori de performanță în perioada 2017-2021", criteriile și obiectivele de performanță sunt definite și stabilite după cum urmează:

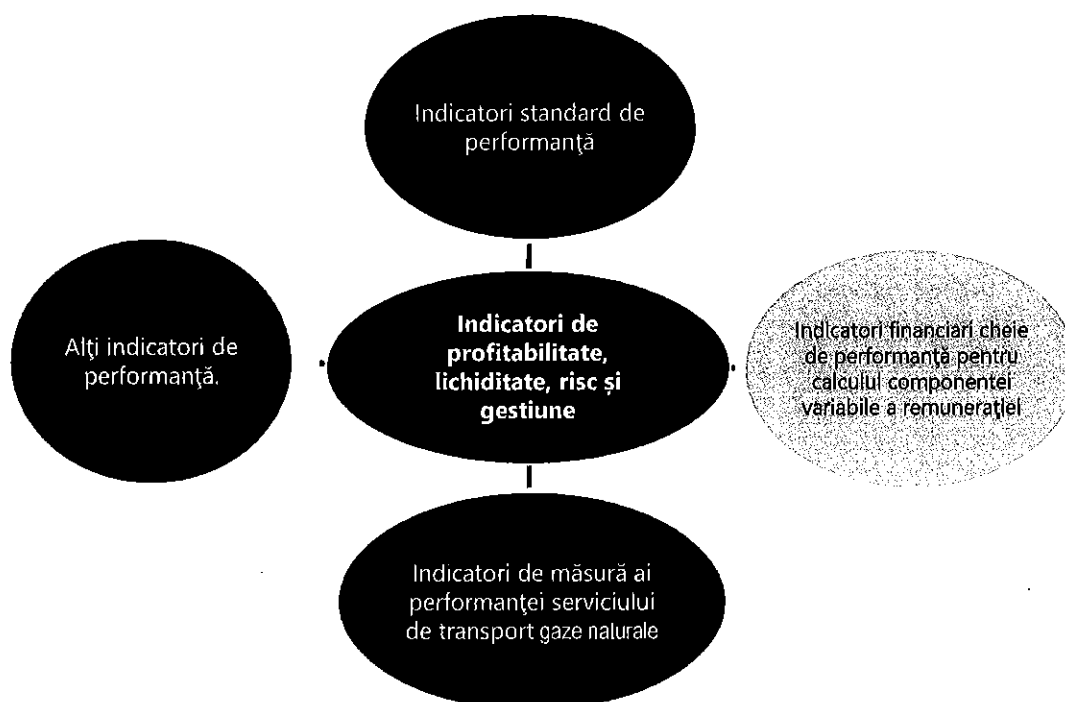


Figura 18 -Indicatori de performanță

4.6.1. Indicatori standard de performanță

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2019	Realizat 2019	Grad de realizare %
Investiții puse în funcțiune mii lei	Realizarea nivelului programat	206.991	57.400	27,73%
EBITDA–mii lei	Creșterea EBITDA	329.594	541.590	164,32%
Productivitatea muncii–mii lei /pers.	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr.mediu de personal)	311	436	140,13%
Plăți restante–mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	0	0	100,00%
Creanțe restante–mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	299.855	404.509	74,13%
Consumul tehnologic-%	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	100%	82,97%	120,52%
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare-lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	906	779	116,26%

Tabel 23 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2019 vs Plan de administrare 2017-2021

4.6.2. Indicatori de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune

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

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	Realizat 2017	Realizat 2018	Realizat 2019	2020	2021
1.	Indicatori de profitabilitate						
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	47,18%	43,03%	29,27%	45,75%	55,28%
		Cifra de afaceri					
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	22,53%	20,19%	14,23%	17,14%	23,72%
		Capitaluri proprii					
	Rata profitului brut	Profitul brut	39,17%	33,46%	22,65%	16,17%	25,42%
		Cifra de afaceri					
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	15,48%	13,35%	9,21%	5,17%	9,20%
		Capitaluri proprii					
2.	Indicatori de lichiditate						
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	5,57	3,59	2,58	1,29	1,14
		Datorii pe termen scurt					
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	5,27	2,99	1,60	1,11	1,09
		Datorii pe termen scurt					
3.	Indicatori de risc						
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,85%	6,28%	17,44%	85,28%	47,83%
		Capitaluri proprii					
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	X	222,77	80,40	3,62	5,24
		Cheltuieli cu dobânda					
4.	Indicatori de gestiune						
	Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	142,85	141,49	137,09	67,38	71,86
		Cifra de afaceri					
	Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	19,43	35,52	40,78	79,08	37,90
		Cifra de afaceri					

Tabel 24- Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2019 vs. Plan de administrare 2017 – 2021

5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ

5.1 Declarația nefinanciară

În conformitate cu prevederile OMFP nr. 2844 din 12 decembrie 2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, entitățile de interes public ale căror valori mobiliare sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată, 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, respectarea drepturilor omului, combaterea corupției și a dării de mită (art. 39 alin (1)) sau întocmește un raport separat (art. 42, alin (1)).

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

În definirea și stabilirea așteptărilor nefinanciare, acționarul, Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului dar și ceilalți acționari au în vedere ca așteptările nefinanciare să nu prejudicieze îndeplinirea așteptărilor financiare legate de îmbunătățirea profitabilității și reducerea pierderilor.

Pentru TRANSGAZ, așteptările nefinanciare ale autorității publice tutelare și ale celorlalți acționari, exprimate în scrisoarea de așteptări, sunt:

- Alinierea la cerințele cadrului de reglementare european și național privind transportul de gaze naturale;
- Optimizarea calității implementării principiilor de bună guvernare corporativă, etică și integritate;
- Îmbunătățirea procesului de bugetare strategică și monitorizare sisteme și procese de management;
- Consolidarea și diversificarea relațiilor de colaborare internă și externă;
- Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător;
- Creșterea gradului de adaptabilitate și a capacității de reacție a societății la schimbările permanente ale mediului în care aceasta își desfășoară activitatea;
- Creșterea satisfacției clienților, partenerilor de afaceri, furnizorilor și a calității serviciilor prestate;
- Îmbunătățirea siguranței și securității ocupaționale;
- Îmbunătățirea procesului de comunicare generală, internă și externă a societății, a capitalului de imagine;
- Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului;
- Creșterea valorii de piață, a capitalizării bursiere și a încrederii investitorilor în acțiunile companiei;
- Optimizarea rating-ului companiei;
- Implementarea unui mecanism de control intern care să protejeze investiția făcută de acționari în companie și activele acesteia și care să sprijine administratorii în evaluarea anuală a eficacității mecanismelor de control;
- Optimizarea modelului de politică de responsabilitate socială și acordare sponsorizări.

5.2 Management responsabil și strategii sustenabile

Pornind de la definiția sustenabilității, „satisfacerea nevoilor de azi fără a sacrifica abilitatea generațiilor viitoare de a-și satisface propriile nevoi”, cunoscută și sub denumirea de dezvoltare durabilă, subliniem și susținem importanța unei astfel de politici de dezvoltare.

Politica de dezvoltare durabilă ajută organizația să evite, să reducă sau să controleze impactul dăunător al activităților sale asupra mediului și populației, să se conformeze cerințelor legale aplicabile și poate face parte dintr-un trend pe care clienții îl apreciază.

Managementul responsabil poate fi descris ca o încercare de a păstra echilibrul între interesele întregii lumi (oameni, firme, mediu) pentru prosperitatea atât a generației prezente, cât și a celei viitoare.

Pentru a răspunde acestui principiu politicile adoptate în cadrul societății urmăresc:

- minimizarea impactului negativ a activității asupra mediului natural și social;
- generarea de beneficii economice societății locale;
- îmbunătățirea condițiilor de muncă;
- conservarea patrimoniului natural.

5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională

Societatea s-a aliniat la sistemele internaționale de management și prin implementarea și Certificarea Sistemului de Management Integrat Calitate – Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională după standardele SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR-OHSAS 18001:2008. Standardul permite menținerea sub control a riscurilor privind sănătatea și securitatea angajaților proprii, sau a prestatorilor care-și desfășoară activitatea pe amplasamentele organizației.

Avantajele implementării SM-SSO sunt:

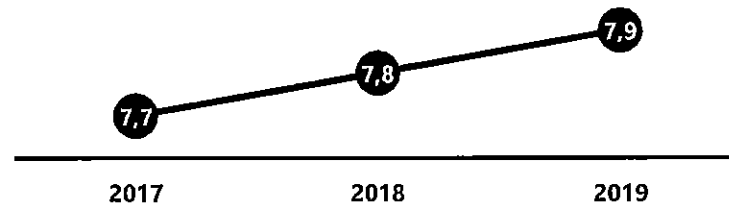
- îmbunătățirea imaginii de firmă;
- îmbunătățirea relațiilor cu partenerii de afaceri;
- îmbunătățirea relațiilor cu autoritățile competente din domeniu;
- crearea unui cadru unic și coerent pentru eliminarea pericolelor și riscurilor legate de muncă;
- realizarea unui control mai eficient asupra factorilor de risc de accidentare și/sau îmbolnăvire profesională;
- îmbunătățirea condițiilor de muncă pentru angajați;
- îmbunătățirea gradului de cunoaștere și respectare a legislației aplicabile;
- alinierea la cele mai bune practici în domeniu;
- posibilitatea integrării cu sistemul de management integrat calitate-mediu existent.

Satisfacția clienților

Pentru a avea succes pe piața internă și externă societatea își concentrează din ce în ce mai mult eforturile spre înțelegerea cerințelor implicite și explicite ale clienților, în scopul creșterii continue a gradului de satisfacere a necesităților și așteptărilor acestora, luând în considerare atât clienții actuali, cât și pe cei potențiali.

Satisfacția clienților este și un indicator cheie de performanță nefinanciar pentru calculul componentei variabile a remunerației consiliului de administrație, în cursul anului 2019 urmărindu-se menținerea nivelului de evaluare a satisfacției clienților la un punctaj de peste 7, ținta fiind de 7,9. (Conform PP 165- Evaluarea satisfacției clienților, un punctaj între 6-8 indică faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților). Monitorizarea acestui indicator se realizează în trimestrul I a anului curent pentru anul anterior.

Evoluția gradului de satisfacție a clienților



Conform procedurii PP 15 *Evaluarea satisfacției clienților* au fost transmise **123 de chestionare utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale**. Din datele centralizate rezultă că **74** dintre aceștia **au comunicat chestionare completate**. Analiza chestionarelor a scos în evidență următoarele:

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

Politica de Calitate

Tematica abordată în baza Programului anual de instruire privind Sistemul de Management al Calității aferent anului 2019, a fost *Analiza proceselor din Lista proceselor, repartizarea pe tipuri de proces și elaborarea Hărții proceselor*. Instruirea s-a adresat responsabililor de procese și proprietarilor de procese din toate structurile organizatorice din cadrul societății.

Conform datelor centralizate, valoarea realizată pentru obiectivul *Instruirea și conștientizarea anuală a responsabililor și proprietarilor de proces privind implementarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de management al calității* a fost 85,75% care s-a încadrat în ținta propusă.

La finalul auditurilor interne SMI CMSSO a fost evaluată eficacitatea SMI CMSSO la procesele auditate având la bază chestionarele de audit. Datele centralizate în tabelul următor au permis identificarea cerințelor pe care trebuie să se concentreze Serviciul Managementul Calității în instruirile pe care le va efectua în anul 2020.

Cod Cerință	Denumire cerință	Total
4	Contextul organizației	85,81
5	Leadership	91,75
6	Planificare	85,83
7	Suport	92,20
8	Operare	89,69
9	Performanța procesului	87,56
10	Îmbunătățire	84,90
Total		88,50

Tabel 25-Cerințe instruire 2020

Modificările intervenite în Standardul SR EN ISO 19011:2018 – *Linii directoare pentru auditarea sistemelor de management* au impus diseminarea informațiilor cu auditorii în domeniul calității pentru clarificarea noutăților și adaptarea formularelor de lucru, astfel:

- Instruirea cu formator intern în luna ianuarie,
- Instruirea cu formator extern din cadrul SRAC în luna noiembrie.

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 2019 s-au efectuat planificat și organizat, urmărind prevenirea poluării, reducerea riscurilor de producere a unor incidente de mediu pe amplasamentele din cadrul societății, precum și conformarea cu prevederile legislative în domeniu.

A. Monitorizarea actelor de reglementare

La nivelul societății există 17 autorizații de mediu, prin care sunt autorizate un număr de 1195 obiective ale SNTGN Transgaz SA, în semestrul I au fost depuse 2 solicitări de reînnoire a autorizațiilor de mediu, aferente exploatării teritoriale Cluj și Bacău, obținându-se ambele acte de reglementare.

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, și s-au depus solicitări de reînnoire pentru 34 dintre acestea, obținându-se 33 de acte de reglementare noi, un obiectiv fiind încă în procedura de autorizare.

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 24 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

A fost demarată acțiunea de prevenire și consiliere din punct de vedere a protecției mediului. La această acțiune au participat inspectorii de protecția mediului din cadrul Serviciului Managementul Mediului, stabilindu-se modalitatea de lucru, organizarea documentelor specifice și consilierea conducătorilor locurilor de muncă.

Evaluare internă

Conform planificării anuale a inspecțiilor interne integrate, au fost efectuate un număr de 10 inspecții interne la unitățile teritoriale, fiind impuse măsuri de conformare în domeniile gestiunea deșeurilor și a substanțelor periculoase.

Evaluare externă

În anul 2019 SNTGN Transgaz SA a fost supus unui număr de 17 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 2019

Nr. crt.	Denumire autorității de control	Amplasamentul inspectat	Data inspecției
1.	ABA OLT	Exploatarea Teritorială Brașov - Sector Bățani	09.01.2019
2.	ABA DOBROGEA	Exploatarea Teritorială Constanța	16.01.2019
3.	ABA DOBROGEA	Exploatarea Teritorială Constanța	29.01.2019
4.	GNM DOLJ	Exploatarea Teritorială Craiova	30.01.2019
5.	GNM DÂMBOVIȚA	Exploatarea Teritorială București	26.03.2019
6	ABA SIRET- SGA IAȘI	Exploatarea Teritorială Bacău	12.04.2019
7	ABA JIU	Exploatarea Teritorială Craiova	28.06.2019
8	GNM IASI	Exploatarea Teritorială Bacău	16.09.2019
9	ABA JIU	Exploatarea Teritorială Arad – Sector Deva	02.10.2019
10	ABA JIU	Exploatarea Teritorială Craiova	03.10.2019
11	GNM BRAȘOV	Exploatarea Teritorială Brașov	21.10.2019
12	ABA OLT	Exploatarea Teritorială Brașov - Sector Bățani	22.10.2019
13	ABA BUZĂU IALOMIȚA	Exploatarea Teritorială Brăila	23.10.2019
14	ABA BUZĂU IALOMIȚA	Exploatarea Teritorială București	25.10.2019
15	GNM SIBIU	Depozit Botorca	12.11.2019
16	ABA BUZĂU IALOMIȚA	Exploatarea Teritorială București	19.11.2019
17	ABA BUZĂU IALOMIȚA	Exploatarea Teritorială București	21.11.2019

În urma inspecțiilor **nu au fost aplicate sancțiuni**, dar societatea a primit un **avertisment** pentru neanunțarea autorităților privind producerea unui incident de mediu. Au fost stabilite măsuri de îmbunătățire, așa cum rezultă din rapoartele de inspecții ale autorităților de control, în domeniul gospodăririi apelor, gestiunii deșeurilor și substanțelor periculoase.

C. Raportări de specialitate la autoritățile din domeniu

Au fost întocmite **raportările lunare și trimestriale** către autoritățile din domeniu, conform obligațiilor din actele de reglementare deținute de societate:

- conform prevederilor art. 9, lit. c din OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu, societatea trebuie să plătească obligațiile către **Administrația Fondului pentru Mediu**, acestea reprezentând taxele lunare pentru emisii de poluanți în atmosferă; în vederea achitării acestor obligații financiare serviciul urmărește consumurile de resurse specifice, cuantifică și întocmește declarația pentru Fondul de Mediu;
- conform prevederilor art. 13 alineatul 2 din Legea nr. 132/2010 privind Colectarea selectivă a deșeurilor în instituțiile publice, acestea sunt urmărite și centralizate la nivelul companiei cu transmiterea lunară a **Registrul de evidență a deșeurilor** către Agenția Națională de Protecția Mediului București;
- a fost realizată monitorizarea gestiunii deșeurilor produse la nivel de societate și au fost efectuate raportări la autorități, conform obligațiilor din autorizațiile de mediu;

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

D. Cheltuieli de protecția mediului

În scopul desfășurării corespunzătoare a activității de protecția mediului, au fost prevăzute cheltuieli aferente achiziționării de servicii specifice și cheltuieli aferente taxelor solicitate de autorități.

Au fost fundamentate și bugetate servicii de mediu necesare, cele mai importante fiind:

- servicii de valorificare a deșeurilor periculoase și nepericuloase din cadrul societății;
- servicii de analize fizico-chimice pentru caracterizarea și clasificarea deșeurilor lichide/solide generate din activitatea de godevilare/curățare la elementele filtrante/separatoare;
- servicii de analize fizico-chimice pentru ape uzate;
- servicii întocmire documentații tehnice pentru obținerea autorizațiilor de gospodărire a apelor;
- servicii de analiză a factorului de mediu aer;
- servicii de analiză a factorului de mediu sol;
- servicii de decontaminare;

În anul 2019 s-au finalizat achizițiile Servicii de analize fizico-chimice pentru caracterizarea și clasificarea deșeurilor lichide/ solide generate din activitatea de godevilare / curățare la elementele filtrante/ separatoare și Servicii de analize fizico-chimice pentru ape uzate și a fost demarată achiziția, Servicii întocmire documentații tehnice pentru obținerea autorizațiilor de gospodărire a apelor.

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

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 Mediului aferent standard ISO 14001 : 2015

În luna august a avut loc auditul de supraveghere asupra sistemului de management de mediu, conform standardului ISO 14001 : 2015, din partea organismului de certificare SRAC și s-a continuat revizuirea documentelor aferente sistemului, respectiv procedurile specifice de protecția mediului.

F. Activitatea desfășurată de Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu

Planificarea și derularea activităților din anul 2019 de către Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu a constat în următoarele:

- Monitorizarea surselor de poluare la amplasamente din cadrul exploatărilor teritoriale;
- Evaluarea aspectelor de mediu pentru amplasamente din cadrul exploatărilor teritoriale

În conformitate cu cerințele din Autorizațiile de Mediu, eliberate de Agenția Națională de Protecția Mediului București, monitorizarea a implicat efectuarea sistematică, pe amplasamentele societății a măsurătorilor asupra factorilor de mediu după cum urmează:

- măsurători de nivel de zgomot;
- verificarea instalațiilor tehnologice din punct de vedere al etanșeității în vederea depistării emisiilor de metan și a celor de etilmercaptan;
- determinarea emisiilor de poluanți atmosferici (CO, NO_x, SO₂) din gazele de ardere provenite de la stațiile de comprimare, centralele termice, sobe convector și încălzitoare de gaz;
- identificarea diferitelor situații neconforme cu legislația de protecția mediului și/sau în ceea ce privește poluările accidentale;
- întocmirea buletinelor de măsurare, a fișelor de evaluare a aspectelor de mediu și a rapoartelor de monitorizare.

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 Exploatarea 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:

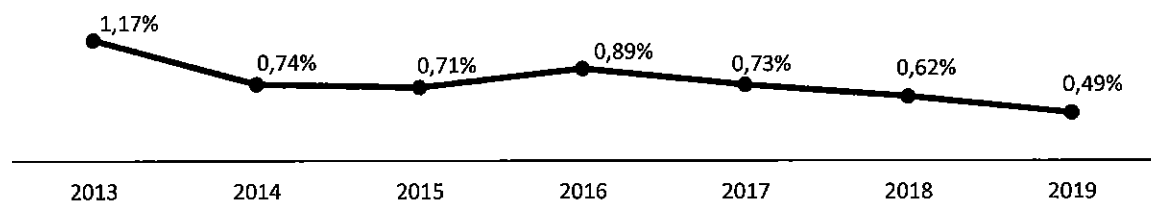
Consumuri tehnologice determinate	Consumuri tehnologice nedeterminate
Consum în stații de comprimare	Consum tehnologic aferent echipamentelor din instalațiile tehnologice (NT,SRMP,ș,a)– înlocuire, verificare, reglare, evacuări supape de siguranță, neetanșeități la îmbinările demontabile la conducte și SRM-uri;
Consum spații și procese	Consum tehnologic pierderi/defecte neidentificate ale materialului tubular;
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 2013-2019, ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT a fost următoarea:

Indicator	UM	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
0	1	2	3	4	5	6	7	8
Gaze naturale vehiculate	mii mc	13.696.258	13.082.740	12.383.825	12.201.157	12.974.819	13.074.676	13.299.834
Consum tehnologic	mii mc	160.140	96.940	88.103	108.874	95.242	81.034	65.208
Pondere consum tehnologic/ gaze vehiculate	%	1,17%	0,74%	0,71%	0,89%	0,73%	0,62%	0,49%



Grafic 26 - Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-2019

Costul cu consumul tehnologic este recuperat prin tariful de transport, acesta fiind inclus în cheltuielile operaționale. Scăderea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT, de la 1,17% în anul 2013 la 0,49% în anul 2019 este rezultatul managementului eficace al activității de operare și exploatare SNT, al măsurilor tehnice angajate în acest scop.

5.2.3 Resurse Umane

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

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

În anul 2019 datorită atingerii fazei de maturitate în construcția conductei magistrale de gaze ce face parte din proiectul european BRUA precum și pentru accelerarea etapelor de proiectare a noilor dezvoltări ale SNT în zona de NE a României și la Marea Neagră, s-a constatat o creștere a necesarului de specialiști care să contribuie la realizarea activităților de proiectare, formalități de acces în terenuri, achiziții. Acoperirea acestei necesități a condus la o creștere a numărului mediu de personal pe parcursul anului 2019 față de cel estimat.

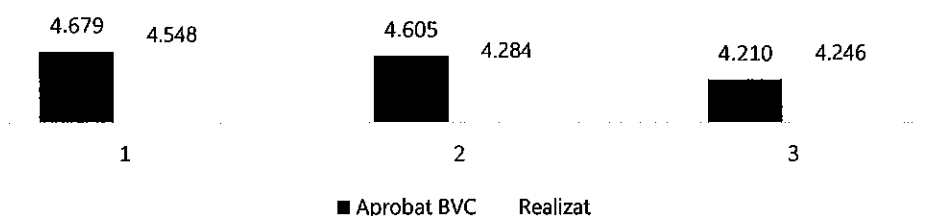
Menționăm însă că numărul mediu de personal utilizat în anul 2019 a păstrat totuși trendul descendent al ultimilor ani, fiind inferior celui utilizat în anul 2018.

În ceea ce privește numărul de salariați în activitate la sfârșitul anului 2019 acesta a înregistrat o scădere mai pronunțată ajungând la 4.089 persoane datorită numărului mare de angajați care s-au înscris în programul de plecări voluntare în ultimul trimestru 2019.

Evoluția numărului de personal în perioada 2017–2019:

INDICATOR PERSONAL	2017	2018	2019
Reducere de personal (pe cale naturală)	113	80	48
Număr mediu de personal aprobat BVC	4.679	4.605	4.210
Numar mediu de personal realizat	4.548	4.284	4.246

Tabel 26- Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2016-2018 aprobată în planul de management



Grafic 27-Evoluția numărului de angajați în perioada 2017-2019 aprobat vs realizat

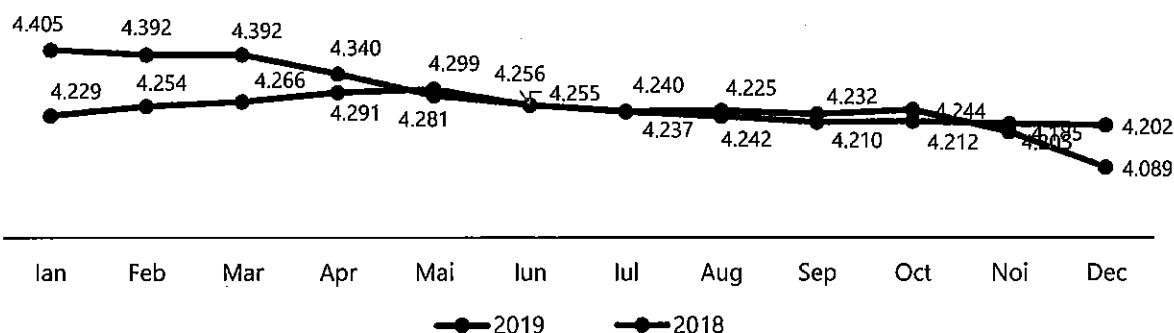
Evoluția numărului de personal în perioada 2017–2019 este următoarea:

Specificație	2017	2018	2019
Număr de salariați la începutul perioadei	4.607	4.405	4.202
Număr de persoane nou angajate	187	187	233
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	389	390	346
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.405	4.202	4.089

Tabel 27- Evoluția numărului de angajați în perioada 2017-2019

În anul 2019 au fost angajate un număr de 233 de persoane și au încetat raporturile de muncă cu compania un număr de 346 de angajați.

La data de 31 decembrie 2019, SNTGN TRANSGAZ SA a înregistrat un număr de 4.089 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 4.016 pe perioadă nedeterminată și 73 pe perioadă determinată.



Grafic 28-Evoluția numărului de angajați în anul 2019 vs. 2018

În scopul eficientizării utilizării personalului calificat pentru efectuarea în integralitate a atribuțiilor de serviciu, în acord cu Planul de Administrare a SNTGN Transgaz SA, în cursul anului 2019 prin "Planul de eşalonare a normării lucrărilor tehnice din cadrul S.N.T.G.N. "TRANSGAZ" aprobat de Directorul General, au fost prevăzute a fi extrase normele de timp pentru 206 lucrări tehnice.

Comisia de validare a lucrărilor tehnice constituită la nivelul societății a validat în anul 2019, normele de timp pentru 208 lucrări tehnice acestea reprezentând 101% raportat la normele prevăzute a fi validate în anul 2019.

Norme de timp și de personal validate în anul 2019:

Unitate	Estimate 2019	Validate - 2019
Exploatări teritoriale	0	0
Stații de comprimare	5	0
Sucursala Mediaș	201	208
Total	206	208

Tabel 28 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2019

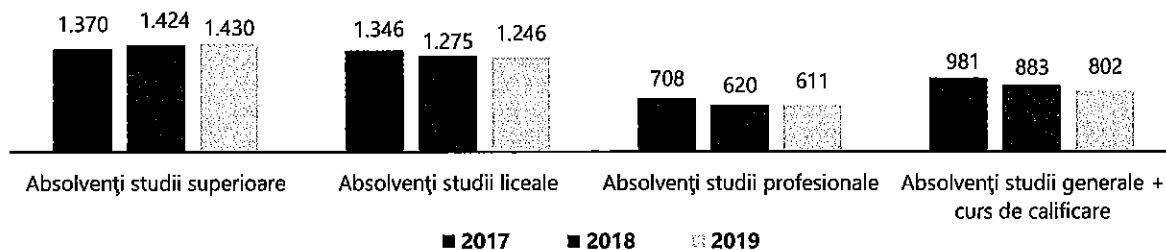
În conformitate cu Planul de eşalonare a normării lucrărilor tehnice aprobat de Directorul General, în anul 2019 au fost prevăzute a fi cronometrate 368 de lucrări tehnice, echipa de normare reușind în urma activității desfășurate să cronometreze la finalul anului 2019 un număr de 399 lucrări tehnice.

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 2017-2019 este prezentată în următoarele tabele:

Nr.crt.	Categorie	2017	2018	2019
1.	Absolvenți studii superioare	1.370	1.424	1.430
2.	Absolvenți studii liceale	1.346	1.275	1.246
3.	Absolvenți studii profesionale	708	620	611
4.	Absolvenți studii generale + curs de calificare	981	883	802
TOTAL angajați		4.405	4.202	4.089

Tabel 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2017-2019



Grafic 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2017-2019

Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului

Nivelul ridicat de competență profesională a salariaților este considerat o premisă în realizarea obiectivelor oricărei organizații, motiv pentru care investiția în resursele umane este considerată una profitabilă în toate domeniile de activitate.

Acest lucru este reglementat de următoarele documente legislative: Legea 53/2003 (Codul Muncii), republicată, cu modificările și completările ulterioare; O.G. nr.129/2000 privind formarea profesională a adulților, republicată, cu modificările și completările ulterioare, aprobată prin Legea nr.375/2002, modificată; Legea nr.227/2015 privind Codul Fiscal, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul societății, procesul de formare profesională a personalului se realizează în mod continuu și planificat, prin cursuri cu formatori externi din țară sau străinătate sau/și cu formatori interni.

Instruirea urmărește dezvoltarea cunoștințelor teoretice și practice comune pentru majoritatea profesiilor și dezvoltarea cunoștințelor teoretice și practice specifice anumitor domenii de activitate, ambele obiective fiind necesare în vederea desfășurării activității, pentru îndeplinirea sarcinilor de serviciu.

Formarea, perfecționarea și dezvoltarea profesională a salariaților din cadrul societății se realizează în baza "*Programului anual de formare și perfecționare profesională a angajaților*", elaborat la nivelul societății, luându-se în considerare prevederile art.194 și art.195 din Legea 53/2003 (Codul Muncii), republicată, cu modificările și completările ulterioare, conform cărora, angajatorul persoană juridică care are mai mult de 20 de angajați elaborează programe anuale de formare profesională și are obligația de a asigura participarea salariaților la cursuri cel puțin o dată la doi ani.

În domeniul formării și perfecționării continue tematica programelor vizează domeniile de interes pentru derularea activității societății, respectiv, domeniul ingineriei, al managementului sistemelor de transport gaze naturale, inclusiv SCADA, al cercetării și proiectării, domeniul economic, domeniul juridic, domeniul resurselor umane, al strategiei și managementului corporativ, al tehnologiei informației și comunicații și domeniul calitate – mediu, securitate și sănătate în muncă, pază, siguranță, al auditului intern, al controlului intern și financiar de gestiune, precum și alte tematici de interes general, dar necesare pentru desfășurarea activității societății.

În acest sens, prin **Biroul Formare Profesională**, în anul 2019 s-au desfășurat **139 de cursuri de formare profesională și perfecționare** cu formatori externi din țară și din străinătate pentru **1.626 de participanți**, din care au fost date în plată, până la 31.12.2019, facturi aferente a **136 de cursuri** la care au participat **1.619 de persoane**. Cele 3 cursuri rămase de plătit, care sunt efectuate de 7 persoane, sunt în desfășurare, acestea au început în cursul anului 2019 și se vor finaliza în cursul anului 2020.

Participarea angajaților la cursurile organizate în cadrul societății prin formatori interni din cadrul Centrului de Instruire și Formare Profesională și alți specialiști cooptați din cadrul structurilor societății are în vedere fie dobândirea competențelor specifice unei alte profesii diferite sau înrudită cu cea practică (cursuri de calificare), fie dezvoltarea/ perfecționarea

competențelor profesionale în cadrul aceleiași ocupații sau a unor ocupații înrudite (cursuri de instruire și perfecționare).

Astfel, prin **Centrul de Instruire și Formare Profesională**, în perioada 01.01 - 31.12.2019, au fost desfășurate următoarele activități:

A. Organizarea **cursurilor de calificare** pentru meserii pentru care SNTGN TRANSGAZ SA deține autorizații emise de AJPIȘ Sibiu, certificatele de calificare obținute de salariați fiind recunoscute pe plan național. În anul 2019 au fost desfășurate 5 cursuri de calificare (5 serii), după cum urmează:

- 1 grupă – seria 9 pentru meseria de „Lăcătuș mecanic întreținere și reparații universale” - Cod Nomenclator 7214.2.3 – *La curs au participat **27 de persoane** și au susținut și promovat examenul **27 de persoane**;*
- 2 grupe – seria 6 și seria 7 pentru meseria de „Agent de securitate” - Cod Nomenclator 5169.1.1 – *La cursuri au participat **56 de persoane** și au susținut și promovat examenul **57 de persoane** (1 salariat a fost reprogramat la examen după ce a participat la curs, în anul 2018, seria 4);*
- 2 grupe – seria 8 și seria 9 pentru meseria de „Agent de securitate” - Cod Nomenclator 5169.1.1 – *La cursuri au participat **35 de persoane** și au susținut și promovat examenul **33 de persoane** (2 salariați nu au putut participa la examen, urmând să fie reprogramați la o sesiune ulterioară de examinare, în anul 2020).*

Total: **118 persoane** au participat la cursuri în anul 2019 și **117 persoane** au susținut și promovat examenele.

Menționăm că durata pregătirii pentru cursul de calificare în meseria de „Lăcătuș mecanic întreținere și reparații universale” - Cod Nomenclator 7214.2.3 este de 720 ore iar pentru cursul de calificare în meseria de „Agent de securitate” - Cod Nomenclator 5169.1.1 este de 360 ore.

B. Organizarea **cursurilor de perfecționare** la nivelul fiecărui sector din cadrul ET-urilor, s-au desfășurat și s-au realizat cu personal specializat din cadrul structurilor SNTGN TRANSGAZ SA, pentru **994 salariați**, din care:

- **73 de salariați** pentru meseria de „Electrician”
- **291 de salariați** pentru meseria de „Lăcătuș mecanic”
- **568 de salariați** pentru meseria de „Operator transport conducte și reglare gaze”
- **62 de salariați** pentru meseria de „Sudor”
- În urma acestor perfecționări au promovat **968 salariați**, astfel:
- **54 de salariați** pentru meseria de „Electrician”
- **298 de salariați** pentru meseria de „Lăcătuș mecanic”
- **563 de salariați** pentru meseria de „Operator transport conducte și reglare gaze”
- **53 de salariați** pentru meseria de „Sudor”

Menționăm că, la începutul anului 2019, a fost identificat necesarul de perfecționare la nivelul fiecărui sector din cadrul ET-urilor, pentru un număr de 1.040 salariați. La momentul desfășurării cursurilor, respectiv al examinărilor, o parte din salariații identificați inițial, nu mai erau angajați în cadrul companiei (plecări voluntare, pensionări).

C. Organizarea unui seminar de instruire în vederea operării stațiilor de comprimare din cadrul proiectului „Dezvoltarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria, Faza 1”(BRUA), la Stația de Comprimare Șinca-Exploatarea Teritorială Brașov. Seminarul a fost desfășurat și finalizat cu formatori interni, pentru **7 salariați**.

Situația numărului de cursuri organizate, respectiv, date în plată, pentru angajații societății, pentru fiecare lună din perioada 01.01 -31.12.2019, este prezentată în următoarele tabele:

Nr. crt	Categorie	Cursuri organizate 01.01 - 31.12.2019											
		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	2	7	14	10	13	10	11	5	17	21	23	6
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	-	3	3	3	2	1	1	1	2	0	0	0
TOTAL		2	10	17	13	15	11	12	6	19	21	23	6

Nr. crt	Categorie	Cursuri plătite 01.01 - 31.12.2019											
		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	2	7	6	12	16	10	14	5	16	16	22	10
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		2	7	6	12	16	10	14	5	16	16	22	10

Situația numărului de cursuri organizate, respectiv, date în plată, pentru angajații societății în perioada 2017-2019, este prezentată în următoarele tabele:

Nr. crt.	Categorie	2017	2018	2019	
		Total cursuri organizate	Total cursuri organizate	Total cursuri organizate	Din care cursuri finalizate și plătite
1.	Nr. cursuri cu formatori externi (organizate prin Biroul Formare Profesională)	110	144	139	136
2.	Nr. cursuri cu formatori interni (organizate prin Centrul de Instruire și Formare Profesională)	13	17	10	-
TOTAL		123	154	149	136

Tabel 30- Situația numărului de cursurilor organizate pentru angajații societății în perioada 2017-2019

Situația numărului de participanți care au participat la cursuri în perioada 2017-2019, este următoarea:

Nr. crt.	Categorie	2017	2018	2019	
		Nr. participanți la cursuri organizate	Nr. participanți la cursuri organizate	Nr. participanți la cursuri organizate	Din care nr. participanți la cursuri plătite
1.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori externi	1169	1245	1.626	1.619
2.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori interni	834	903	1.092	-
TOTAL		2003	2148	2.718	1.619

Tabel 31- Situația numărului de participanți la cursuri de calificare/perfecționare în perioada 2017-2019

La **31 decembrie 2019** gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 96%, din totalul de 4.089 salariați, 3.923 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 2019 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

5.2.4 Social și Responsabilitate corporativă

Responsabilitatea Socială Corporativă reprezintă un aspect al guvernării corporative, prin intermediul căreia s-au inițiat, la nivelul companiilor, o serie de acțiuni responsabile social, ce pot fi cuantificate în termenii sustenabilității și ai performanței durabile.

SNTGN Transgaz SA, consecventă principiului aplicării unui management responsabil în îndeplinirea misiunii asumate, conștientizează importanța faptului că, uneori, o susținere financiară pentru o cauză nobilă sau pentru un scop important, este vitală și de aceea prin programele și proiectele de responsabilitate socială inițiate, se implică activ în viața comunității, demonstrându-și astfel statutul de "*bun cetățean*".

Rolul esențial pe care TRANSGAZ îl are în domeniul energetic din România și din Europa, se completează în mod firesc cu dorința de a veni în sprijinul nevoilor reale ale tuturor celor care contribuie permanent la bunul mers al activității sale.

Parte componentă a strategiei TRANSGAZ de dezvoltare durabilă, *politica de responsabilitate socială* are ca obiectiv creșterea permanentă a gradului de responsabilizare a companiei față de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea impactului programelor de responsabilitate socială inițiate în acest scop.

Politica companiei în ceea ce privește responsabilitatea socială se bazează pe un set de principii care definesc această interacțiune dintre companie pe de o parte și salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu, pe de altă parte.

Respectând principiul prudenței financiare și cel al transparenței, acțiunile de comunicare și CSR propuse au fost riguros dimensionate, atât în structură cât și valoric și au răspuns cerințelor de raportare ce revin TRANSGAZ, în calitate de emitent de valori mobiliare dar și cerințelor de creștere a capitalului de imagine și reputațional al companiei.

Informații detaliate privind responsabilitatea socială se găsesc pe site-ul web a companiei, la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

Activitatea privind sponsorizările și ajutoarele financiare conform CCM în anul 2019

SPONSORIZĂRI

Ca urmare a art. XIV, din OUG nr. 2/2015, pentru modificarea și completarea unor acte normative precum și alte măsuri, s-a prevăzut ca agenții economici prevăzuți în art. 1 din Ordonanța Guvernului nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrativ-teritoriale sunt acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, aprobată cu completări prin Legea nr. 47/2014, care acordă donații sau sponsorizări în bani, conform legislației în vigoare, respectă la acordarea acestora încadrarea în următoarele plafoane:

- a) minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu acest domeniu, inclusiv susținerea unor tratamente sau intervenții medicale ale unor persoane și pentru programe naționale;
- b) minimum 40% din suma aprobată, în domeniile educație, învățământ, social și sport, pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu aceste domenii, inclusiv programe naționale;
- c) maxim 20% din suma aprobată, pentru alte acțiuni și activități, inclusiv pentru suplimentarea celor prevăzute la lit. a) și b).

Nivelul cheltuielilor cu sponsorizarea pentru SNTGN Transgaz SA sunt reglementate în BVC pe anul 2019, în următoarea structură:

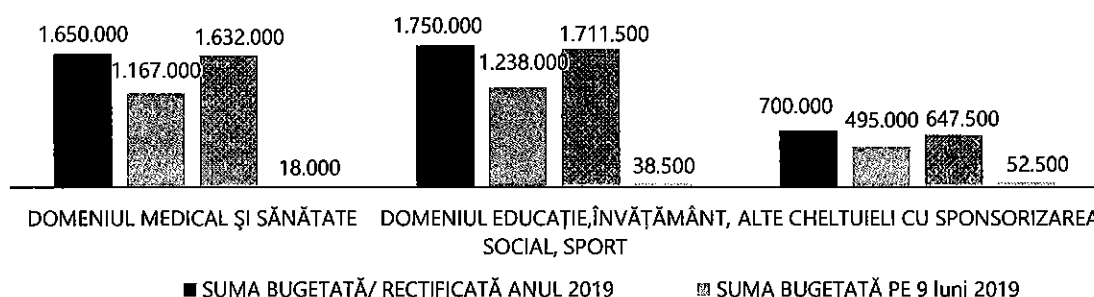
CATEGORII SPONSORIZĂRI	(mii lei)
	BVC 2019 (mii lei)
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul medical și sănătate	1.650
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul educație, învățământ, social, sport	1.750
Din care: -pentru cluburile sportive	800
Alte cheltuieli de sponsorizare	700
TOTAL	4.100

Tabel 32 - Situația bugetului de sponsorizare 2019

(lei)

Nr ctr	CATEGORII SPONSORIZĂRI	SUMA BUCETATĂ 2019	SUMA ACORDATĂ în anul 2019	SUMA RĂMASĂ
0	1	2	3	4=2-3
1.	DOMENIUL MEDICAL ȘI SĂNĂTATE	1.650.000	1.632.000	18.000
2.	DOMENIUL EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL, SPORT, din care:	1.750.000	1.711.500	38.500
	- pentru cluburi sportive	800.000	800.000	-
3.	ALTE CHELTUIELI CU SPONSORIZAREA	700.000	647.500	52.500
TOTAL CHELTUIELI SPONSORIZARE		4.100.000	3.991.000	109.000

Tabel 33 – Bugetul de sponsorizare pt.anul 2019 și sumele acordate în anul 2019



Grafic 30- Bugetul de sponsorizare pt.anul 2019 și sumele acordate în anul 2019

În anul 2019, s-au acordat sponsorizări în domeniile *Medical și sănătate* în valoare de 1.632.000 lei, *Educație, învățământ, social și sport* în valoare de 1.711.500 lei, iar în domeniul *Alte cheltuieli cu sponsorizarea* s-au acordat sponsorizări în sumă de 647.500 lei.

În considerarea asigurării unui management responsabil și eficient al activității de acordare sponsorizări și ajutoare financiare, la nivelul SNTGN Transgaz SA:

- a fost elaborat documentul intern intitulat "**Politica companiei de acordare a sponsorizărilor și ajutoarelor financiare în anul 2019**", document prin care se asigură un cadru eficace de derulare și monitorizare a acestora în conformitate cu reglementările legale și fiscale în vigoare;
- a fost actualizată, **procedura de proces PP-51** privind elaborarea documentelor de sponsorizare;
- s-a constituit prin Decizia nr. 1270/26.11.2018 a directorului general, **Comisia de analiză a cererilor de sponsorizare**.

Raportul detaliat al sponsorizărilor acordate se găsește pe pagina web a companiei la adresa: <http://www.transgaz.ro/ro/responsabilitate-sociala/informatii-publice-privind-activitatea-de-sponsorizare>

AJUTOARE FINANCIARE ACORDATE CONFORM CCM

La nivelul **SNTGN Transgaz SA**, acordarea de ajutoare financiare salariaților este reglementată prin **procedura de proces PP-52-“Elaborarea documentelor de ajutor financiar”** și se derulează prin **Serviciul Administrativ și Activități Corporative** care instrumentează cererile de ajutor social primite din partea angajaților (în conformitate cu prevederile Hotărârilor Consiliului de Administrație, CCM în vigoare), sunt prezentate spre avizare Direcției Juridice, Avizare și Contencios, iar apoi spre analiză și aprobare Consiliului de Administrație.

În cursul anului 2019 au fost instrumentate un număr de 61 cereri de acordare de ajutor social din care au fost acordate 39 de cereri (în suma de 403.658,09 lei), 14 sunt în curs de instrumentare, iar 8 au fost închise.

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, investiți cu exercitarea acestor atribuții și responsabili pentru acțiunile lor;
- **Principiul cooperării cu societatea civilă și factorii de interes locali** – în implementarea Planului, autoritățile publice vor colabora în mod deschis, corect și cât mai eficient cu societatea civilă și cu factorii de interes locali;
- **Principiul non-discriminării** - în implementarea Planului se va asigura implicarea tuturor grupurilor comunitare în procesul de elaborare și implementare a proiectelor, inclusiv a grupurilor vulnerabile;
- **Principiul profesionalismului** - se va manifesta prin calitatea de a soluționa problemele în baza competențelor, calităților și se va caracteriza prin prisma responsabilității și atitudinii față de obligațiunile proprii.

În cadrul societății au fost identificate 9 domenii principale de risc: resurse umane, achiziții, operarea SNT, proiectarea, urmărirea lucrărilor, juridic, tehnologia informațiilor și comunicații, audit, guvernanta corporativă. Au fost analizate riscurile pe aceste domenii de activitate și au fost propuse măsuri de diminuare a acestora prin **Planul de integritate al SNTGN Transgaz SA** pentru perioada 2016 - 2020.

Transgaz efectuează raportări periodice și continue cu privire la evenimente importante ce privesc societatea, incluzând, fără a se limita la acestea, situația financiară, performanța, proprietatea și conducerea, atât în mass media cât și pe pagina web proprie (www.transgaz.ro). Compania pregătește și diseminează informații periodice și continue relevante în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) și alte standarde de raportare, respectiv de mediu, sociale și de conducere (ESG–Environment, Social and Governance). Informațiile sunt diseminate atât în limba română cât și în limba engleză.

Compania organizează periodic întâlniri cu analiștii financiari, brokeri, specialiști de piață cât și investitori pentru prezentarea rezultatelor financiare (anuale, trimestriale, semestriale), întâlniri relevante în decizia investițională a acestora.

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității SNTGN Transgaz SA sunt stabilite în contextul alinierii la cerințele noii politici energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, dezvoltarea durabilă și competitivitatea.

În acest context, implementarea și dezvoltarea principiilor guvernantei corporative dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor.

Subscriind acestui deziderat, SNTGN Transgaz SA urmărește și prin regulamentul de guvernare proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernării 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 2019, au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEC a realizat activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății;
- s-a realizat evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate;
- s-a inițiat o campanie de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției;
- declararea averilor, intereselor s-a realizat de către toți factorii vizati, în conformitate cu prevederile 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 și Managementul Riscului

1. Generalități

Definirea controlului intern/managerial

Conform Ordonanței Guvernului nr.119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, cu completările ulterioare, **controlul intern/managerial** este definit ca reprezentând **ansamblul formelor de control exercitate la nivelul entității publice, inclusiv auditul intern, stabilite de conducere în concordanță cu obiectivele acestora și cu reglementările legale, în vederea asigurării administrării fondurilor publice în mod economic, eficient și eficace; acesta include de asemenea structurile organizatorice, metodele și procedurile.**

În **SNTGN Transgaz SA**, activitatea de control intern/managerial este percepută ca un mijloc de analiză a activității societății, de adoptare și aplicare a unui nou tip de management care se asociază frecvent cu **activitatea de cunoaștere**, permițând astfel coordonarea activității într-un mod eficient.

Controlul intern/managerial este privit și perceput ca o **funcție managerială** și nu ca operațiune de verificare. Prin exercitarea acestei funcții, conducerea constată abaterile rezultate de la obiectivele stabilite, analizează cauzele și dispune măsurile corective sau preventive care se impun.

Prin dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial, SNTGN Transgaz trece la un nou tip de management, adecvat unei societăți flexibile, care include managementul strategic, managementul performanței și managementul riscurilor.

2. Cadru legislativ

Procesul de implementare, dezvoltare și monitorizare a Sistemului de Control Intern/Managerial, are ca bază legală următoarele acte normative:

- Ordonanța Guvernului nr. 119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul Secretarului general al Guvernului nr. 600/20.04.2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial nr. 387/07.05.2018, Partea I;
- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 1054/2019 pentru aprobarea Normelor metodologice privind coordonarea și supravegherea prin misiuni de îndrumare metodologică a stadiului implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial la entitățile publice;
- Reglementări internaționale emise de:
 - Comitetul Entităților Publice de Sponsorizare a Comisiei TEADWAY (S.U.A.)-COSO;
 - Institutul Canadian al Contabililor Autorizați (CRITERIA OF CONTROL)-COCO;
 - COMISIA EUROPEANĂ;
 - Organizația Internațională a Instituțiilor Supreme de Audit (INSOSAI).

3. Structura organizatorică a Sistemului de Control Intern/Managerial

Structura organizatorică stabilită în conformitate cu Ordinul Secretarului general al Guvernului 600/20.04.2018, se prezintă în figura următoare:

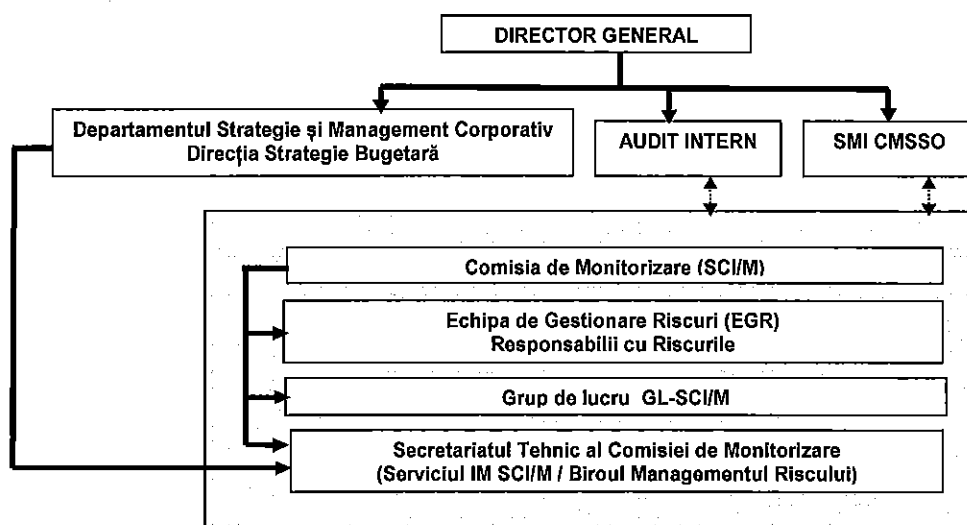


Figura 19 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

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

Având în vedere Ordinul SGG 600/2018 s-a elaborat și supus spre aprobarea Directorului general un act de decizie internă privind constituirea Comisiei de monitorizare și actualizare a Regulamentului de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M în conformitate cu prevederile ordinului în vigoare.

Prin urmare, a fost constituită Comisia de monitorizare prin **Decizia nr. 751/23.07.2018** modificată cu **Decizia nr. 283/15.03.2019**, iar **Regulamentul de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M**, actualizat, a fost înregistrat cu nr. 37020/23.07.2018.

Comisia de monitorizare (CM) are următoarea componență:

- **Președinte** al Comisiei de monitorizare este directorul general adjunct al societății domnul Hațegan Gheorghe;
- **Membrii** în Comisia de monitorizare sunt numiți directorii Departamentelor/Direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale din cadrul societății;
- **Secretariatul Tehnic al Comisiei de monitorizare** este asigurat de Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, din cadrul Direcției Strategie Bugetară, Departamentul Strategie și Management Corporativ.

Modul de organizare și de lucru al Comisiei de Monitorizare, se află în responsabilitatea Președintelui CM, au fost stabilite prin **Regulamentul de Organizare și Funcționare al Comisiei de Monitorizare SCI/M**.

Activitatea Comisiei de monitorizare este consiliată de șeful **Direcției Audit Intern**.

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

4. Standardele de control intern/managerial

Scopul standardelor este de a crea un model de control intern/managerial uniform și coerent, care să permită comparații în cadrul aceleiași entități, la momente diferite și să facă posibilă evidențierea rezultatelor societății și a evoluției sale.

Standardele de control intern/managerial stabilite, conform **Ordinului Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018** privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, definesc un minimum de cerințe generale de management, pe care toate entitățile publice trebuie să le urmeze.

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.

Controlul intern/managerial cuprinde **16 Standarde**, care sunt grupate pe **cinci componente**, strâns interdependente între ele, după 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

Componentele controlului intern/managerial	Standarde
IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE	
Vizează problemele ce țin de crearea unui sistem informațional adecvat și a unui sistem de rapoarte privind execuția planului de management, a bugetului, a utilizării resurselor, precum și gestionării documentelor.	Standardul 12 - Informarea și comunicarea
	Standardul 13 - Gestionarea documentelor
	Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară
V. EVALUARE ȘI AUDIT	
Vizează dezvoltarea capacității de evaluare a controlului intern/managerial, în scopul asigurării continuității procesului de perfecționare a acestuia.	Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern/managerial
	Standardul 16 - Auditul intern

5. Acțiuni întreprinse în anul 2019

Pentru a răspunde prevederilor legale, în anul 2019 au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- a) organizarea și desfășurarea ședinței Comisiei de monitorizare, în luna februarie 2019. Documentele avizate în cadrul ședinței Comisiei de monitorizare au fost transmise spre informare Directorului General, după cum urmează:
 - *Informarea* privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2018, înregistrată cu nr. 5734/30.01.2019;
 - *Informarea privind monitorizarea performanțelor la nivelul societății pentru anul 2018*, înregistrată cu nr. 7137/05.02.2019;
 - **Programul de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2019**;
 - **Registrul de Riscuri, la nivelul SNTGN Transgaz SA, anul 2019**, înregistrat cu nr. 2740/16.01.2019;
 - **Planul de măsuri pentru minimizarea riscurilor majore identificate în cadrul SNTGN TRANSGAZ SA, anul 2019**, înregistrat cu nr. 2877/16.01.2019;
 - *Informarea privind monitorizarea și gestionarea riscurilor la nivelul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2018*, înregistrată cu nr. 7541/06.02.2019;
 - Profilul de risc, al societății la data de 31.12.2018, înregistrat cu nr.3885/21.01.2019;
 - **Limita de toleranță, propusă pentru anul 2019**, înregistrate cu nr. 3885/21.01.2019.
- b) solicitarea actualizării/elaborării documentelor Sistemului de Control Intern/Managerial **pentru anul 2019**, prin adresa nr. 7953/08.02.2019, în conformitate cu structura organizatorică în vigoare, cu obiectivele generale/strategice stabilite la nivelul societății și cu luarea în considerare a:
 - Ordinului Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 care prevede actualizarea anuală a documentelor SCI/M;
 - "Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial, în perioada 2018 – 2021", aprobat de conducerea societății,
- c) actualizarea Anexei 1 a Deciziei de constituire a Comisiei de monitorizare nr. 751 din 23.07.2018, prin **Decizia nr. 283 din 15.03.2019**.
- d) actualizarea și transmiterea Ministerului Economiei a *Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA – 2018-2021*, actualizat 2019;
- e) postarea *Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA – 2018-2021*, în baza de date, "zonapublica.transgaz.ro/Sistem de Control Intern managerial/Documente de evaluare internă și raportare/Informare privind stadiul implementării SCI/M", în vederea conformării;

- f) convocarea în data de 19.09.2019 a ședinței Comisiei de Monitorizare având ca ordine de zi:
- stabilirea măsurilor de organizare și realizare a operațiunii de "Autoevaluare a sistemului de control intern managerial, anul 2019" la nivelul Departamentelor/Direcțiilor Independente/Serviciilor Independente/Exploatărilor Teritoriale/Sucursala Mediaș;
 - analiza modului de conformare la prevederile Procedurii de sistem PS 07 SMI Managementul SCI/M și PS 05 SMI Managementul riscului, la nivelul Departamentelor/Direcțiilor Independente/Serviciilor Independente/Exploatărilor Teritoriale/Sucursala Mediaș.

În cadrul ședinței Comisiei de monitorizare SCI/M s-a încheiat Procesul verbal nr. 55169/19.09.2019 prin care s-a programat efectuarea de către conducătorii Departamentelor/Direcțiilor Independente/Serviciilor Independente/Exploatărilor Teritoriale/Sucursala Mediaș a operațiunii de "Autoevaluare a Sistemului de Control Intern/Managerial" pentru anul 2019;

- g) transmiterea către structurile organizatorice a adresei 55237/19.09.2019 privind declanșarea Autoevaluării Sistemului de control intern/managerial pentru anul 2019;
- h) inventarierea obiectivelor specifice/operaționale și a indicatorilor de performanță pentru cele **307 structuri organizatorice**. La nivelul societății, la 31.12.2019 sunt: **231 obiective specifice** ale departamentelor/direcțiilor independente; **680 obiective operaționale** ale serviciilor/birourilor și **984 indicatori de performanță** asociați obiectivelor operaționale;
- i) s-a luat act de *Lista proceselor din cadrul Transgaz și de Lista procedurilor de sistem și a procedurilor de proces*, actualizată de către Serviciul Managementul Calității, în luna decembrie 2019; s-a evidențiat faptul că din totalul de **287 activități/procese declarate procedurabile** s-au documentat un număr de **132** prin **7 proceduri de sistem și 125 proceduri de proces**, ceea ce înseamnă că ponderea activităților procedurabile documentate este de **45,99 %**;
- j) analizarea și centralizarea, de către Serviciul implementare și Monitorizare SCI/M, a datelor din Chestionarele de autoevaluare transmise de către cele 307 entități organizatorice și elaborarea următoarelor documente:
- j1) **Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31 decembrie 2019**, întocmită conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.2. din Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice;
- j2) **Situația centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial** la data de 31 decembrie 2019 întocmit conform modelului prevăzut în Anexa nr.3 din Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice;
- j3) **Chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern/managerial** pentru autoevaluarea stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA" la 31.12.2019, întocmit conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.1. din Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice;
- j4) **Raportul asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data de 31 decembrie 2019**, conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.3. din Ordinul

Secretarului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/manAGERIAL al entităților publice.

6. Analiza stadiului implementării standardelor de control intern/manAGERIAL la nivelul SNTGN Transgaz SA, la data de 31.12.2019

În anul 2019, conform organigramei valabilă la 31 decembrie, **307 entități organizatorice** au completat *Chestionarele de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial* cod F 12 00/PS 07 SMI (în conformitate cu OSGG nr.600/2018, Anexa nr.4.1). Din analiza datelor raportate de către structurile organizatorice se constată următoarele:

a) Sistemul de Control Intern/Managerial implementat în SNTGN Transgaz, la nivelul anului 2019 este **CONFORM**, fiind implementate toate cele 16 standarde de control intern/manAGERIAL.

Evoluția gradului de conformitate a SCI/M, față de anii precedenți se prezintă în figura de mai jos:

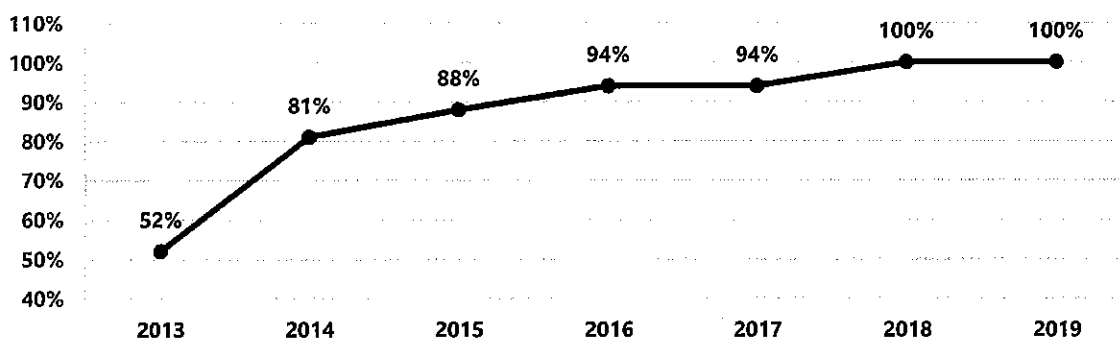


Figura 20- Evoluția gradului de conformitate a SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA în perioada 2013-2019

b) Analiza implementării standardelor de control intern/manAGERIAL, la nivelul departamentelor/direcțiilor independente/serviciilor independente/Exploatării Teritoriale/Sucursala Mediaș, la data de 31.12.2019

Aprecierea **Gradului mediu de implementare al standardelor de control intern/manAGERIAL**, la nivelul celor 307 structuri organizatorice la data de 31.12.2019 este de 99,39%, în creștere cu 0,2% față de 2018.

Formula de calcul a gradului mediu de implementare a standardelor de control intern managerial la nivelul societății:

$$\frac{[\Sigma(\text{entități cu std.1 implementat}) + \Sigma(\text{entități cu std.2 implementat}) + \dots + \Sigma(\text{entități cu std.16 implementat})] + (\text{nr. entități cu standarde neaplicabile})}{[\text{nr.entități din cadrul societății} \times \text{nr. std. (16)}] \times 100 (\%)}$$

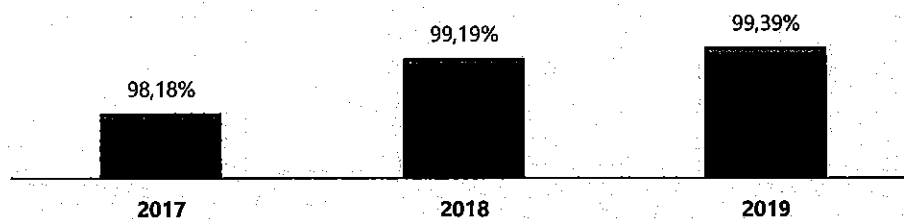


Figura 21-Evoluția gradului mediu de implementare a standardelor sistemului de control intern/manAGERIAL, la nivelul societății, anii 2017, 2018, 2019

7. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

- actualizarea ori de câte ori este nevoie a Deciziei nr. 751/23.07.2018 privind numirea Comisiei de Monitorizare și a Deciziei 282/15.03.2019 privind numirea Responsabililor SCI/M din cadrul SNTGN Transgaz SA;
- organizarea și desfășurarea ședinței Comisiei de Monitorizare pentru a se aviza următoarele documente:
 - Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31 decembrie 2019,
 - Situația centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial la data de 31 decembrie 2019
 - Chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern/managerial pentru autoevaluarea stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA”
 - Raportul asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data de 31.12. 2019
 - Programul de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2020;
 - Registrul de Riscuri, la nivelul SNTGN Transgaz SA, anul 2020;
 - Planul de măsuri pentru minimizarea riscurilor majore identificate în cadrul SNTGN TRANSGAZ SA, anul 2020;
- transmiterea documentelor de la punctul b) către Secretariatul General al Guvernului;
- *elaborarea Informării privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2019; aceasta prezintă o analiză a gradului de realizare a obiectivelor în baza indicatorilor de performanță stabiliți, prin Sistemul de Monitorizare a desfășurării activităților, în ansamblul lor și o evaluare a gradului de realizare a obiectivelor în baza indicatorilor de performanță, stabiliți pentru anul 2019;*
- *elaborarea Informării privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul Transgaz pentru anul 2019, ca urmare a analizării și centralizării datelor din Chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice; acesta prezintă o evaluare a modului de implementare a fiecărui standard în parte, de către fiecare structură organizatorică și o evaluare generală la nivelul societății;*
- organizarea ședinței Comisiei de Monitorizare pentru avizarea *Informării privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2019 și a Informării privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul Transgaz pentru anul 2019;*
- transmiterea către Directorul General a *Informării privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2019 și a Informării privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul Transgaz pentru anul 2019;*
- parcurgerea în mod cronologic și succesiv a etapelor aferente procesului de implementare și dezvoltare SCI/M conform Procedurii de sistem Managementul Sistemului de Control Intern/Managerial cod PS 07 SMI;
- continuarea instruirii/consilierii privind prevederile Procedurii de Sistem PS 07 SMI Managementul Sistemului de Control Intern/Managerial;
- transmiterea în cadrul instruirilor/consilierilor de recomandări privind:
 - stabilirea/implementarea de măsuri corective de către structurile organizatorice, pentru creșterea gradului de implementare a Standardului 3 Competență, Performanță, Standardului 6 Planificarea și a Standardului 9 Proceduri (acolo unde e cazul);
 - analizarea obiectivelor, indicatorilor de monitorizare a performanțelor și relevanța acestora;

- stabilirea de acțiuni în cadrul fiecărui Departament/Direcție independentă/Serviciu independent/Exploatare Teritoriale/Sucursala Mediaș, privind indicatorii de performanță nerealizați și urmărirea realizării lor;
- stabilirea unor direcții de acțiune/măsuri, în cadrul structurilor organizatorice, care să conducă la îndeplinirea Programului de dezvoltare a SCIM 2018-2021;
- verificarea elaborării/actualizării și postării documentelor SCI/M, pentru anul 2020, cu respectarea structurii organizatorice a societății;
- completarea în timp real a fișelor analitice de către toate structurile organizatorice, aferente standardelor de control intern/managerial conform Procedurii de sistem Managementul SCIM cod PS 07 SMI;
- implementarea platformei IT SCIM din cadrul Direcției Control Intern Managerial și Relații Interinstituționale, la nivelul SNTGN Transgaz SA; platforma IT va aduce îmbunătățiri sistemului de raportare, inclusiv prin debirocratizarea elaborării de documente și eliminarea unor erori de raportare. De asemenea se va putea realiza postarea pe pagina web a platformei IT SCIM a întrebărilor societății și răspunsurilor formulate de Direcția Control Intern Managerial și Relații Interinstituționale, pentru o mai bună diseminare a problematicii din domeniul sistemului de control intern/managerial;
- achiziționarea unei platforme electronice de gestionare a întregului Sistem de Control Intern/Managerial, aceasta realizând implicit:
 - raportarea în timp real a gradului de realizare a indicatorilor de performanță;
 - avertizarea nerealizării indicatorilor, astfel încât să existe posibilitatea de a lua măsuri de corecție în timp util.
- adaptarea la circumstanțele în continuă schimbare a sistemului de monitorizare/evaluare a performanțelor;
- transformarea sistemului de monitorizare/evaluare într-un sistem de autoevaluare și de învățare în cadrul societății ceea ce ar conduce la realizarea cadrului de revizuire a obiectivelor și definirii strategiilor de viitor.

5.2.8 Managementul Riscului

Având în vedere dimensiunea și complexitatea proceselor în care TRANSGAZ este implicată, dinamica factorilor externi, amenințările mediului cibernetic, complexitatea și durata proiectelor de investiții, schimbările generate de factorii de mediu asupra bunei funcționări a societății, dinamica schimbărilor ce au loc pe piețele de energie și în rândul partenerilor contractuali cu o performanță financiară volatilă, se creează un tablou foarte complex, cu potențiale zone de riscuri și amenințări la adresa societății.

Prin urmare, necesitatea ca **managementul riscului** să devină parte integrantă a managementului general este un obiectiv important al societății.

1. Cadru legislativ

Principalele acte normative care stau la baza reglementării Managementului riscurilor sunt următoarele:

- Ordonanța Guvernului nr. 119/2015 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice - în vigoare din 07.05.2018;
- Metodologia de management al riscurilor 2018, elaborată de Secretariatul General al Guvernului;

- SR EN 31000:2010, 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 **Echipe de Gestionare a Riscurilor (EGR)**, în componența următoare:

- **Președinte** a EGR este Directorul general adjunct al societății domnul Târsac Grigore;
- **Membrii** în EGR sunt **Responsabilii cu riscurile** desemnați de către conducătorii Departamentelor/Direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale/Serviciilor independente;
- **Secretariatul EGR**, care este asigurat de Biroul Managementul Riscului/Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, din cadrul Direcției Strategie Bugetară/Departamentul Strategie și Management Corporativ.

În cadrul SNTGN Transgaz, adițional Echipei de gestionare a riscurilor (EGR), se constituie, la nivelul fiecărui Departament/Direcție independentă/Sucursala Mediaș/Exploatări Teritoriale, **Echipe de Gestionare a Riscurilor (GL-EGR)**, echipe constituite din șefii de servicii din entitățile respective.

Modul de organizare și activitatea Echipei de Gestionare a Riscurilor este în responsabilitatea președintelui și este stabilit prin **Regulamentul de Organizare și Funcționare a EGR nr. 37021/23.07.2018**.

3. Politicile și obiectivele SNTGN Transgaz SA privind Managementul Riscului

Pentru optimizarea procesului de Management al Riscului, sunt stabilite următoarele:

- *Declarația–Angajament a Directorului general privind Managementul riscului*, prin care s-a stabilit următoarele obiective:
 - tratarea eficace a riscurilor la care este expusă societatea;
 - integrarea Managementului riscului în strategia și programele de dezvoltare ale societății;
 - creșterea gradului de informare privind managementul riscului, cu accent pe beneficiile implementării managementului riscului în cadrul societății;
 - anticiparea și creșterea capacității de răspuns la cerințele contextului în care societatea își desfășoară activitatea;
 - creșterea gradului de implicare a fiecărui angajat în acțiuni privind managementul riscului.
- *Strategia de Managementul Riscurilor*, este aprobată prin HCA nr. 41/2018; orizontul de timp al acestei strategii este de 4 ani, la fel ca și al *Planului de Administrare* al SNTGN TRANSGAZ; aceasta stabilește atât acțiuni necesare pentru optimizarea procesului de management al riscului cât și cadrul pentru identificarea, evaluarea, monitorizarea și controlul riscurilor semnificative, în vederea menținerii lor la niveluri acceptabile în funcție de *limita de toleranță la risc*; prin strategia de managementul riscului s-a stabilit toleranța la risc în raport cu expunerea la risc, utilizând o **scală cu 3 trepte** rezultând o **matrice cu 9 "valori"** pentru expunerea la risc;
- Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul Riscului a fost* aprobată în 31.07.2018; Procedura de Sistem PS 05 SMI stabilește un set unitar de reguli pentru gestionarea riscurilor și pentru întocmirea și actualizarea Registrului de Riscuri.

4. Acțiuni întreprinse în anul 2019

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;
- monitorizarea, revizuirea și raportarea periodică a riscurilor.

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

Paralel cu procesul de bază, pentru a se asigura că în proces se folosește informația adecvată și pentru diseminarea concluziilor și a informațiilor, se realizează comunicarea și consultarea folosind rețeaua INTRANET "ZonaInterDep" și "zonapublica.transgaz.ro".

În anul 2019, s-au întreprins următoarele acțiuni:

- a) elaborarea Programului de Consiliere, cu privire la Managementul Riscului înregistrat cu nr. 1648/11.01.2019, ca urmare a identificării în anul 2018, a necesității consilierii structurilor organizatorice; tematica abordată stabilită este:
 - legislația aplicabilă: OSGG 600/2018; Standardele de control intern managerial;
 - cadru legal;
 - roluri și responsabilități; pilonii Managementului Riscului;
 - ce este Managementul Riscului?;
 - beneficiile Managementului riscurilor;
 - abordarea proactivă a riscurilor;
 - limita de toleranță; profilul de risc al societății;
 - importanța Managementului riscului în Strategia de dezvoltare a societății;
 - managementul riscului proces sistematic;
 - etapele managementului riscului;
 - ciclul de viață al riscului;
 - comunicare și Informare;
 - studiu de caz pentru un risc materializat, particularizat pentru fiecare structură.
- b) consilierea în perioada februarie ÷ noiembrie 2019 a tuturor departamentelor/direcțiilor independente/serviciilor independente/Exploatărilor Teritoriale/Sucursalei Mediaș; au participat la consiliere un număr de 401 angajați. Consilierea structurilor, s-a finalizat cu elaborarea *Raportului Consilierii structurilor organizatorice din cadrul SNTGN Transgaz cu privire la Standardul 8 Managementul Riscului din cadrul Sistemului de Control Intern/Managerial*, având ca anexă *Planul de acțiune și calendarul implementării propunerilor/recomandărilor*.
- c) demararea acțiunii de evaluare a portofoliului de riscuri existente în SNTGN Transgaz, prin adresa nr. DSMC 351/04.01.2019; în acest sens s-a solicitat tuturor Departamentelor/Direcțiilor independente/Serviciilor independente/Exploatări Teritoriale/Sucursalei Mediaș (conform organigramei valabilă în decembrie 2018), transmiterea *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, pentru anul 2018*;
- d) analizarea și centralizarea, de către Biroul Managementul Riscului, a datelor din Raportele privind monitorizarea și gestionarea riscurilor, de la nivelul departamentelor/direcțiilor independente/serviciilor independente/Exploatărilor Teritoriale/Sucursalei Mediaș și

- elaborarea *Informării privind monitorizarea și gestionarea riscurilor, la nivelul SNTGN Transgaz SA, anul 2018*, a Registrului de Riscuri, pe societate, revizuit, 2018 și a profilului de risc, la nivel de societate, la date de 31.12.2018;
- e) elaborarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, a *Informării privind gestionarea și monitorizarea riscurilor la nivelul societății-anul 2018*, în baza Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor pentru anul 2018;
- f) propunerea menținerii *Limitei de toleranță, pentru anul 2019*, stabilită prin Strategia de Managementul Riscurilor;
- g) elaborarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, a *Profilului de risc al SNTGN*, decembrie 2018;
- h) elaborarea *Analizei Riscurilor Strategice* de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, cuprinse în Registrul de Riscuri, la nivel de societate-anul 2018, finalizată prin reformularea și gruparea *riscurilor strategice* (ținând cont de contextual intern și extern) în categoriile, definite în definite în tabelul următor:
- i)

Sursă externă
Categoria: Domeniul Politic
Schimbări ale cadrului macroeconomic
Cadrul geopolitic, factorii de natură politică pot afecta încheierea unor contracte de transport internațional
Intervenția guvernamentală în sectorul de activitate
Categoria: Reglementări/Legislativ
Implementarea deficitară/neimplementarea Reglementărilor europene
Modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale
Modificarea prețurilor gazelor naturale din România
Restricții legislative în posibilitatea de diversificare a activității generatoare de profit
Remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în Baza de Active Reglementate (RAB) se face cu acceptul ANRE
Posibilitatea scăzută de a obține un profit mai mare decât cel reglementat, în cadrul unei perioade de reglementare
Categoria: Concurențial
Impactul proiectelor concurente asupra dinamicii fluxului de gaz la nivel european
Categoria: Comercial
Fluctuația sezonieră a consumului de gaz
Variațiile prețului gazului achiziționat de SNTGN Transgaz
Categoria: Financiar
Creditarea
Cursul valutar
Rata dobânzii
Lichidități
Piața de capital
Categoria: Hazard
SNT poate fi afectat de catastrofe naturale (cutremurele, inundațiile, alunecările de teren, temperaturile extreme, căderi masive de zăpadă), situații de criză sau război

- j) elaborarea *Registrului de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019*; acesta cuprinde riscurile strategice, prezentate în tabelul de mai sus, precum și riscurile operaționale majore (scor 6 și 9), escaladate de structurile organizatorice, selectate de Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- k) elaborarea Planului de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019, în baza analizei stadiului de implementare a măsurilor de control de minimizarea riscurilor, anul 2018 și a *Registrului de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019*;
- l) organizarea și desfășurarea ședinței Echipei de Gestionare a Riscurilor, finalizată cu Procesul Verbal nr. 6239/01.02.2019, în cadrul căreia s-au avizat următoarele documente:
- *limita de toleranță*, pentru anul 2019 nr. 3885/21.01.2019;
 - *profilul de risc* al SNTGN, decembrie 2018, nr. 3885/21.01.2019;
 - *analiza riscurilor strategice* cuprinse în Registrul de Riscuri, la nivel de societate- anul 2018 nr. 2738/16.01.2019 și reclasificarea riscurilor strategice;
 - *registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019*, nr. 2740/16.01.2019;
 - *planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019*, nr. 2877/16.01.2019.
- m) avizarea/aprobarea documentelor de la punctul k) de către Comisia de Monitorizare SCI/M/Directorul General.
- n) declanșarea acțiunii de actualizare/elaborare a documentelor (prin adresa nr. 7953/08.02.2019) în conformitate cu Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul Riscului*;
- o) elaborarea și postarea următoarelor documente specifice structurilor organizatorice, anul 2019:
- *lista obiectivelor specifice și a indicatorilor de performanță* cod F 01 00/PS 05 SMI;
 - *lista obiectivelor operaționale, indicatorilor, activităților și a riscurilor* cod F 02 00/PS 05 SMI;
 - *registrul de Riscuri la nivel de serviciu, birou* RegR-RR cod F 03 00/PS 05 SMI;
 - *registrul de Riscuri la nivel de departament* RegR-RD cod F 05 00/PS 05 SMI;
 - *plan de măsuri pentru minimizarea riscurilor* cod F 06 00/PS 05 SMI;
 - *Anexa 7 Fișă de Urmărire a Riscului* FUR cod F 07 00/PS 05 SMI.
- p) verificarea documentelor postate de către structuri, pentru conformitate cu cerințele Procedurii de Sistem PS 05 SMI;
- q) actualizarea Anexei 1 a Deciziei de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 750 din 23.07.2018, prin Decizia nr. 284 din 15.03.2019;
- r) elaborarea *Informării privind analiza progresului realizării obiectivelor specifice și a programului de implementare a măsurilor stabilite în Strategia de managementul Riscurilor-SNTGN Transgaz*; s-a analizat în ședința Consiliului de Administrație din data 04.07.2019;
- s) completarea Fișelor de Urmărire a Riscurilor strategice cu stadiul implementării măsurilor de control și cu acțiuni noi propuse;
- t) demararea prin adresa nr. DSMC 70025/26.11.2019 a acțiunii de revizuire a riscurilor strategice și operaționale. În acest sens s-a solicitat tuturor Departamentelor/Direcțiilor independente/Serviciilor independente/Exploatari Teritoriale/Sucursalei Mediaș (conform organigramei valabilă în decembrie 2019), revizuirea Registrelor de Riscuri, anul 2019.
- u) revizuirea Registrului de Riscuri, la nivelul societății, anul 2019.
- v) monitorizarea stadiului de implementare a măsurilor de control intern/managerial, stabilite în *Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019*;

- w) elaborarea *Informării privind gestionarea riscurilor, la nivelul societății, pentru anul 2019.*
- x) elaborarea propunerii *Limitei de toleranță, pentru anul 2020, stabilită prin Strategia de Managementul Riscurilor.*
- y) elaborarea de către Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor, *Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019.*

Profilul de risc al SNTGN Transgaz SA, la data de 31.12.2019 s-a îmbunătățit față de profilul de risc stabilit la data de 31.12.2018, cum se poate observa în figura de mai jos:

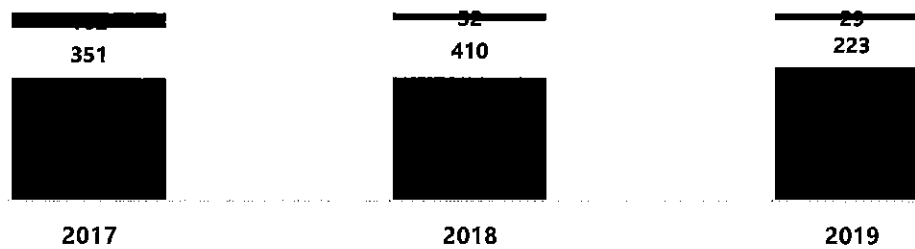





Figura 22- Profilul de risc comparativ anii 2017, 2018, 2019

Notă:

-  Riscuri acceptabile
-  Riscuri cu tolerare scăzută
-  Riscuri intolerabile

5. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

- Actualizarea ori de câte ori este nevoie a Deciziei 750/23.07.2018 privind numirea Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- Parcurgerea în mod cronologic și succesiv a etapelor aferente procesului de management a riscului conform Procedurii de sistem Managementul Riscului cod PS 05 SMI;
- Elaborarea *Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2020.* Acesta cuprinde riscurile strategice, din tabelul nr.1 și riscurile operaționale majore (scor 6 și 9), escaladate de structurile organizatorice, selectate de Secretariatul Echipei de Gestionare a Riscurilor.
- Elaborarea *Planului de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2020;*
- Organizarea și desfășurarea ședinței Echipei de Gestionare a Riscurilor, pentru avizarea următoarelor documente:
 - *limita de toleranță, pentru anul 2020;*
 - *profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019;*
 - *registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2020;*
 - *planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2020;*
 - *informarea privind gestionarea riscurilor, la nivelul societății, pentru anul 2019.*
- Actualizarea ori de câte ori este necesar a Fișelor de Urmărire a Riscurilor strategice;
- Monitorizarea stadiului de implementare a *Programului de implementare a măsurilor stabilite în Strategia de Managementul Riscului;*
- Monitorizarea stadiului de implementare a acțiunilor stabilite prin *Planul de acțiune și calendarul implementării propunerilor/recomandărilor, stabilite în urma consilierii structurilor organizatorice;*
- Definirea categoriilor de riscuri operaționale;
- Instruiri interne ale structurilor organizatorice nou înființate, cu privire la elaborarea documentelor aferente Procedurii de Sistem PS 05 SMI Managementul Riscului.

- Achiziționarea unei platforme electronice de gestionare a întregului Sistem de Control Intern /Managerial, aceasta realizând implicit :
 - Raportarea în timp real a gradului de realizare a indicatorilor de performanță și aplicarea managementului riscurilor pe obiective specifice și criterii de performanță, efectuând automat calculele necesare;
 - Aplicarea automată a matricelor de calcul în managementul riscului pentru evaluarea și tratarea riscurilor.

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.

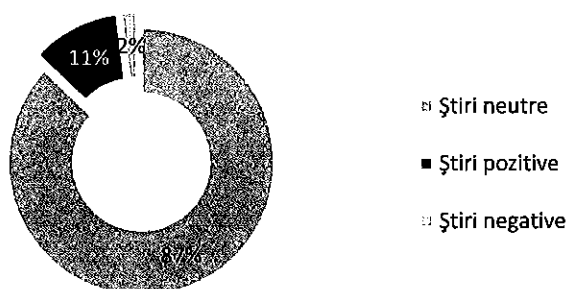
Sub sloganul "**O COMPANIE RESPONSABILĂ ESTE O COMPANIE A VIITORULUI**", întreaga activitate de comunicare internă și externă a societății este modelată pe și se desfășoară în conformitate cu principiile deontologiei profesionale, eticii, transparenței și bunelor practici de business și colaborare, culturii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

Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2019

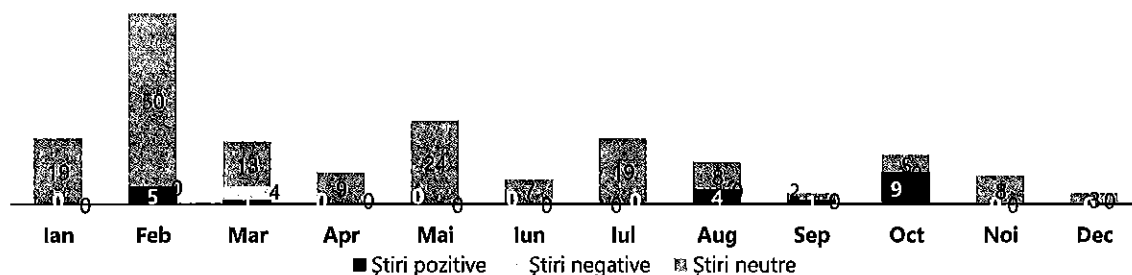
În urma monitorizării știrilor privind activitatea Transgaz apărute pe canalele media în anul 2019, menționăm că acestea au fost în număr de 191, din care:

Nr. crt.	Categorie știri	12 luni		%	Procent	
		2019	2018		2019	2018
1.	Știri neutre	167	281	-41%	87%	81%
2.	Știri pozitive	20	40	-50%	11%	12%
3.	Știri negative	4	26	-85%	2%	7%
Total știri		191	347	-45%	100%	100%

Ponderea știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2019



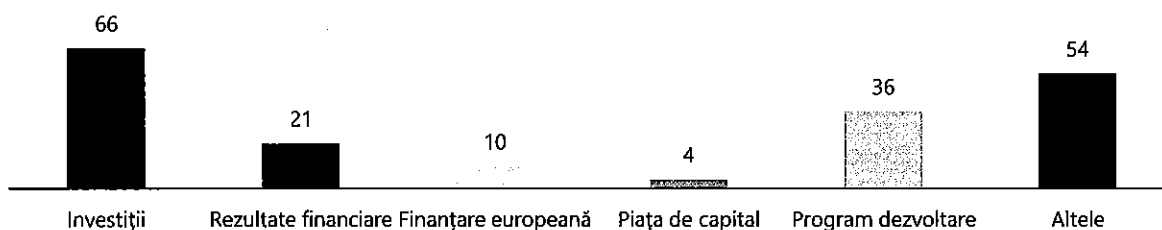
Distribuția pe luni în anul 2019 a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



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

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

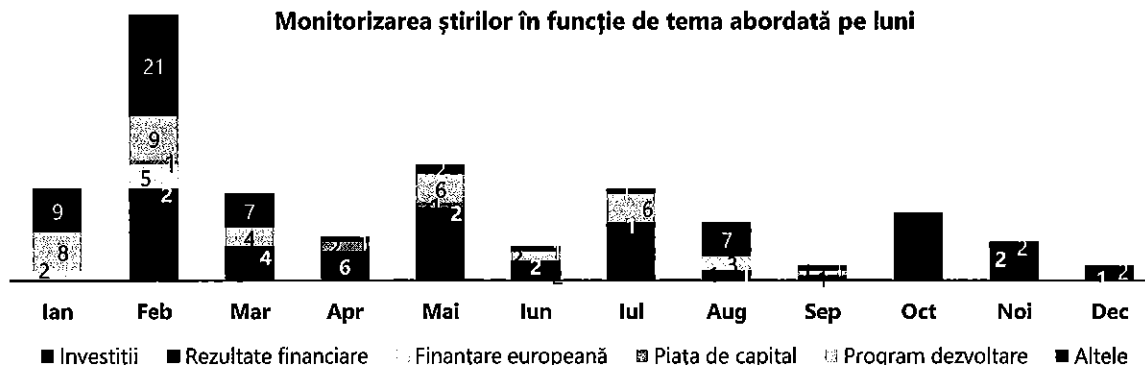
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 31.12.2019



Grafic 32-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în anul 2019

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

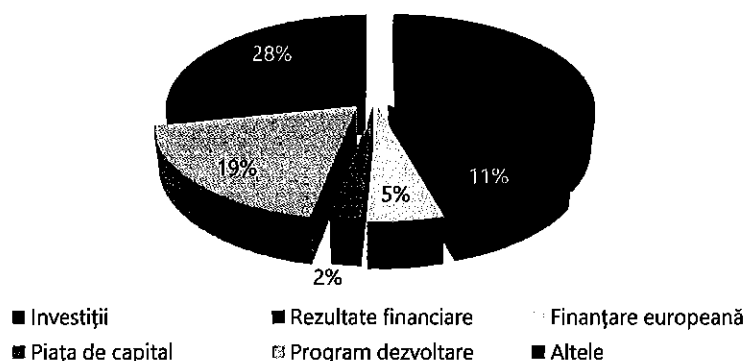
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată pe luni



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

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

Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată



Grafic 34-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în anul 2019

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 – nefinanciari pentru calculul componente variabile a remunerației

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2019		Grad de realizare	
				Planificat	Realizat		
Operaționali							
6.	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani $I = (\text{acțiuni realizate} + \text{demarate}) / \text{acțiuni propuse}$					100%
		Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Construcție Faza 1	În derulare -s-au sudat peste 300 km din cei 479 km pentru BRUA Faza I; -STC Jupa finalizată și pusă în funcțiune în data de 30.09.2019; -STC Podișor- finalizată și pusă în funcțiune în data de 31.10.2019, -STC Bibești – în execuție, punerea în funcțiune se estimează pentru data de 30 iunie 2020, - finalizare execuție punere în funcțiune secțiunea Jupa – Recaș (parte din lot 3)		
		Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	6.2	Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție Obținere Decizie exhaustivă –etapa 2	-Finalizat -Finalizat		
		Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1	6.3	Isaccea 1 – demarare construcție Negru Vodă 1 – demarare execuție	- În derulare execuție Isaccea 1 - Proiect tehnic în elaborare (actualizat termenul de finalizare)		
7.	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	<1	0,49	100%	
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)					100%
		8.1	$IP_0^1 \geq 90\%$	92,44%			
		8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%			
		8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	100%			
		8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	100%			
		8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	100%			
		8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	100%			
		8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%			
8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	-					

			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%	
			8.10	$IP_3^2 \geq 95\%$	-	
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	-	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	-	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	-	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	100%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	96,77%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	-	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	
Guvernanță corporativă						
9.	Implementare a sistemului de control intern/managerial	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 600/2018*100	9.1	94%	Realizat -Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/1446/13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. -Situția centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1387/13.01.2020. -Chestionar de Autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor SCI/M la data de 31.12.2019, nr. 1383/13.01.2020. -Situția sintetică a rezultatelor autoevaluării la data de 31.12.2019, nr. 1385/13.01.2020. -Actualizarea Deciziei privind constituirea Comisiei de monitorizare, nr.283/15.03.2019; -Actualizarea Deciziei privind numirea Responsabililor SCI/M, nr.282/15.03.2019; -Actualizarea „Programului de dezvoltare a SCI/M de la nivelul SNTGN Transgaz SA” pe anul 2019 nr. 1330/10.01.2019; - Informare privind stadiul de implementare a SCI/M la 31.12.2019, nr. 8209/12.02.2020; -Informare privind monitorizarea performanțelor la nivelul societății pentru anul 2019, nr. DSMC/8211/12.02.2020.	100%
10.	Satisfacția clienților	Realizarea ținutelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-	10.1	7,9	Realizat Adresa nr. SMC 8521/13.02.2020 pentru anul 2019	100%

		8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)				
11.	Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului	Realizarea țintelor prevăzute în Planul de administrare privind implementarea cerințelor Standardului SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.	11.1	Actualizarea documentelor specifice Managementului riscului	Realizat -Decizia de actualizare a Echipei de Gestionare a Riscurilor nr. 284/15.03.2019; -Limita de toleranță, pentru anul 2019 nr. 3885/ 21.01.2019; -Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2018, nr. 3885/21.01. 2019; - Profilul de risc al SNTGN, decembrie 2019, nr. 1512/13.01. 2020. -Analiza riscurilor strategice cuprinse în Registrul de Riscuri, la nivel de societate- anul 2018 nr. 2738/16.01.2019 și reclasificarea riscurilor strategice; -Declarația – Angajament a Directorului General privind Managementul Riscului, actualizată în mai 2019	100%
			11.2	Actualizare Registrul riscului Actualizare Plan de masuri pentru minimizare riscuri	Realizat -Registrul de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2019, nr. 2740/16.01.2019; -Planul de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, anul 2019, nr. 2877/16.01.2019.	
			11.3	Raportare monitorizare riscuri	Realizat -Informare privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul societății, pentru anul 2019, nr. 1518/ 13.01.2020; -Informare privind analiza progresului realizării obiectivelor specifice și a Programului de implementare a măsurilor stabilite în Strategia de Managementul Riscurilor, nr. DG 37873/27.06.2019; -Informarea CA, de către Comitetul de Audit și Rating privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul SNTGN Transgaz SA pentru anul 2018, nr. DG 37870/27.06.2019, ședința CA din 04.07.2019.	
12.	Raportarea la timp a indicatorilor cheie de performanță	Încadrarea în termenele legale de raportare l = 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/16016/ 15.03.2019 Termen 15 martie 2019 Adresa DSMC/11471/26.02.2020 Termen 1 martie 2020	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Adresa nr DSMC/4786/ 25/01.2019 - raportare pt anul 2018. Adresa transmisă către Secretariatul General al Guvernului nr DSMC/1446/ 13.01.2020, privind Stadiul implementării și dezvoltării SCI/M în cadrul SNTGN Transgaz SA la	

					31.12.2019; Nr. intrare SGG 20/1035/AT data 16.01.2020. (se raportează anual)	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizat Adresa nr. 69593/ 22.11.2019 raportare ANRE pt. anul gazier 2018-2019 (se raportează anual)	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa DSMC 38243/28.06.2019 Raportare aferentă semestrului I 2019 Adresa DSMC 393/07.01.2020 Raportare aferentă semestrului II 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 / = măsuri realizate în termen /măsuri propuse*100	13.1	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	Realizat Publicat Raport asupra Sistemului de Control Intern/Managerial la data 31.12.2019, nr. 1427/13.01.2020 la adresa: http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/6.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/3.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/Raportare%20SCIM%20la%2031.12.%202019.pdf	100%
			13.2	Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	Realizat La nivelul 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 (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2); La nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 5573/31.01.2020, a fost transmis către Secretariatul General al Guvernului Raportul la data de 31.12.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., Situația incidentelor de integritate (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2);	
			13.3	Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet): http://zonapublica.transgaz.ro/Strategia%20de%20lupta%20anticoruptie/	

Tabel 34 - Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciară pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2019

6. 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 acestea 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 GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

II. ELEMENTELE DECLARAȚIEI DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

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

I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

SNTGN Transgaz SA în calitate de societate listată la BVB în categoria Premium, a adoptat în mod voluntar, prevederile CGC al BVB și raportează începând cu anul 2010 conformarea totală sau parțială prin **Declarația privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernare Corporativă (Declarația „aplici sau explici”)** 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 explici” 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*.

Ulterior în data de 12 octombrie 2016, printr-un Raport Curent transmis la BVB, SNTGN TRANSGAZ SA a raportat pieței conformarea la încă o prevedere din Noul Codul de Guvernare, respectiv A.2., prevedere ce a fost inclusă în ROF-ul CA la art. 17 și aprobat în Hotărârea AGOA nr. 4 din 23.06.2016.

Orice conformare ulterioară pe care compania o va realiza în acest sens va fi raportată pieței de capital.

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, acționar care controlează peste 10% din drepturile de vot, sau cu o companie controlată de acesta.	X		

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
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 raportul anual al CA. Societatea nu are o politică/ghid pentru evaluarea activității CA, evaluarea fiind realizată pe baza criteriilor mai sus

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
				menționate. TGN va transmite un raport curent de conformare în momentul elaborării acestei politici.
A.9	Declarația privind guvernarea 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 guvernarea corporativă trebuie să cuprindă informații referitoare la numărul exact de membri independenți din Consiliul de Administrație sau Consiliul de Supraveghere.	X		
A.11	Consiliul societăților din Categoria Premium trebuie să înființeze un comitet de nominalizare format din membri neexecutivi, care va conduce procedura de nominalizare de noi membri ai Consiliu și va face recomandări Consiliului. Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare trebuie să fie independentă	X		
Secțiunea B-Sistemul de administrare a riscului și sistemul de control intern				
B.1	Consiliul trebuie să înființeze un comitet de audit în care cel puțin un membru trebuie să fie administrator neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit ca au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului. Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare. În cazul societăților din Categoria Premium, comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenți.	X		
B.2	Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent.	X		
B.3	În cadrul responsabilităților sale, comitetul de audit trebuie să efectueze o evaluare anuală a sistemului de control intern.	X		
B.4	Evaluarea trebuie să aibă în vedere eficacitatea și cuprinderea funcției de audit intern, gradul de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern prezentate către comitetul de audit al Consiliului, promptitudinea și eficacitatea cu care conducerea executivă soluționează deficiențele sau slăbiciunile identificate în urma controlului intern și prezentarea de rapoarte relevante în atenția Consiliului.	X		
B.5	Comitetul de audit trebuie să evalueze conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
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 dezvaluită 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	Auditorii intern 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				
C.1	Societatea trebuie să publice pe pagina sa de internet politica de remunerare și să includă în raportul anual o declarație privind implementarea politicii de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei. Politica de remunerare trebuie formulată astfel încât să permită acționarilor înțelegerea principiilor și a argumentelor care stau la baza remunerăției 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 remunerăției conducerii executive (precum salarii, prime anuale, stimulente pe termen lung legate de valoarea acțiunilor, beneficii în natura, pensii și altele) și să		X	Transgaz aplică parțial această prevedere prin respectarea prevederilor OUG 109/2011 art.39 și art. 55 (2).

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

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
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 distribuția profitului net. Principiile politicii anuale de distribuție către acționari vor fi publicate pe pagina de internet a societății.		X	Repartizarea profitului societății se realizează în conformitate cu prevederile OUG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.
D.3 Societatea va adopta o politică în legătură cu previziunile, fie că acestea sunt facute publice sau nu. Previziunile se referă la concluzii cuantificate ale unor studii ce vizează stabilirea impactului global al unui număr de factori privind o perioadă viitoare (așa-numitele ipoteze); prin natura sa, această proiecție are un nivel ridicat de incertitudine, rezultatele efective putând diferi în mod semnificativ de previziunile prezentate inițial. Politica privind previziunile va stabili frecvența, perioada avută în vedere și conținutul previziunilor. Dacă sunt publicate, previziunile pot fi incluse numai în rapoartele anuale, semestriale sau trimestriale. Politica privind previziunile va fi publicată pe pagina de internet a societății.		X	Activitatea societății este reglementată de către ANRE. Planul de administrare al Transgaz include strategia de administrare pe perioada mandatului. Acesta este structurat riguros și cuprinde direcții strategice de acțiune privind administrarea tuturor resurselor, proceselor operaționale și de management ale societății în scopul realizării cu maximă eficiență a obiectivelor de performanță stabilite.
D.4 Regulile adunărilor generale ale acționarilor nu trebuie să limiteze participarea acționarilor la adunările generale și exercitarea drepturilor acestora. Modificările regulilor vor intra în vigoare, cel mai devreme, începând cu următoarea adunare a acționarilor.	X		
D.5 Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.	X		
D.6 Consiliul va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale.	X		Aceste informații sunt cuprinse în raportul anual al Consiliului de Administrație precum și în

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
				Declarația conducerii întocmită în conformitate cu art. 30 din Legea contabilității nr. 82/1991.
D.7	Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prealabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.	X		
D.8	Rapoartele financiare trimestriale și semestriale vor include informații atât în limba română, cât și în limba engleză referitoare la factorii cheie care influențează modificări în nivelul vânzărilor, al profitului operațional, profitului net și al altor indicatori financiari relevanți, atât de la un trimestru la altul, cât și de la un an la altul.	X		
D.9	O societate va organiza cel puțin două ședințe/teleconferințe cu analiștii și investitorii în fiecare an. Informațiile prezentate cu aceste ocazii vor fi publicate în secțiunea relații cu investitorii a paginii de internet a societății la data ședințelor/teleconferințelor.	X		
D.10	În cazul în care o societate susține diferite forme de expresie artistică și culturală, activități sportive, activități educative sau științifice și consideră că 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 18.11.2019, sau ale legilor aplicabile.

Conducerea Transgaz este asigurată de un consiliu de administrație format majoritar din administratori neexecutivi și independenți, în sensul art.138² din Legea nr.31/1990, privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Consiliul de Administrație este compus din 5 membri care garantează eficiența capacității de supraveghere, analiză și evaluare a activității societății precum și tratamentul echitabil al acționarilor. Membrii Consiliului de Administrație sunt aleși de Adunarea Generală a

Acționarilor pentru un mandat de 4 ani, în cazul îndeplinirii în mod corespunzător a atribuțiilor, mandatul poate fi reînnoit, sau cu posibilitatea de a fi revocați de către Adunarea Generală Ordinară în cazul neîndeplinirii obiectivelor principale.

Membrii Consiliului de Administrație pot avea calitatea de acționar. Consiliul de Administrație al Transgaz este condus de un președinte numit de Consiliul de Administrație, din rândul membrilor săi ce asigură funcționarea optimă a organelor societății. Membrii Consiliului de Administrație vor lua parte la toate Adunările Generale ale Acționarilor și își vor exercita mandatul în cunoștință de cauză, cu bună credință pentru interesul societății, cu due-diligence și grijă fără a divulga informațiile confidențiale și secretele comerciale ale societății atât pe perioada mandatului cât și după încetarea acestuia.

Actul Constitutiv al Transgaz actualizat și aprobat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr.55/18.11.2019, reglementează atribuțiile, răspunderile și competențele Consiliului de Administrație precum și obligațiile administratorilor companiei.

Consiliul de administrație își desfășoară activitatea în baza propriului său regulament și a reglementărilor legale în vigoare. Urmare a implementării Noului Cod de Guvernanță Corporativa a BVB, consiliul de administrație a avizat modificarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA în sensul respectării prevederilor acesteia și a fost aprobat în art.2 a HAGOA nr.8 din 17.12.2018.

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

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

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

Membrii Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA

Componența Consiliului de Administrație al Transgaz începând cu data de 11.07.2017, urmare a Hotărârii AGOA nr. 3/19.06.2017:

STERIAN ION	Administrator executiv—Director General
PETRU ION VĂDUVA	Administrator neexecutiv
BOGDAN GEORGE ILIESCU	Administrator neexecutiv, independent
MINEA NICOLAE	Administrator neexecutiv, independent
LĂPUȘAN REMUS-GABRIEL	Administrator neexecutiv, independent Președinte al Consiliului de Administrație - Începând cu 18.03.2019

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

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 2019 au avut loc 60 ședințe ale Consiliului de Administrație iar prezența membrilor Consiliului de Administrație la aceste ședințe a fost următoarea:

Administrator	Participare ședințe	
	În persoană	În absență (prin mandatar)
STERIAN ION	60	-
PETRU ION VĂDUVA	55	5 prin mandatar
BOGDAN GEORGE ILIESCU	58	2 prin mandatar
MINEA NICOLAE	52	8 prin mandatar
LĂPUȘAN REMUS GABRIEL	56	3 prin madatar și 1 prin absență

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 a delegat conducerea societății către Directorul General al SNTGN Transgaz SA, care nu este Președintele Consiliului de Administrație. Directorul General al SNTGN Transgaz SA reprezintă societatea în relațiile cu terții.

Directorul elaborează și prezintă Consiliului de Administrație o propunere pentru componenta de management a planului de administrare pe durata mandatului, în vederea realizării indicatorilor de performanță financiari și 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 28.11.2019, informează în cadrul primei adunări generale a acționarilor ce urmează încheierii actului juridic, asupra:

- oricărei tranzacții cu administratorii ori cu directorii, cu angajații, cu acționarii care dețin controlul asupra societății sau cu o societate controlată de aceștia;
- tranzacțiilor încheiate cu soțul sau soția, rudele ori afinii până la gradul IV, inclusiv ai persoanelor prevăzute mai sus;
- oricărei tranzacții încheiate între TRANSGAZ S.A. cu o altă întreprindere publică ori cu autoritatea publică tutelară, dacă tranzacția are o valoare, individual sau într-o serie de tranzacții, de cel puțin echivalentul în lei a 100.000 euro.

Consiliul de administrație este obligat să pună la dispoziția adunării generale a acționarilor și a auditorilor financiari documentele Transgaz S.A. și rapoartele de activitate potrivit dispozițiilor legale.

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 politicile Transgaz S.A., în conformitate cu reglementările în vigoare;
- elaborează planul de administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite prin contractele de mandat;
- aprobă regulamentul intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul consiliului de administrație și componența acestora;
- stabilește politicile contabile și sistemul de control financiar și aprobă planificarea financiară;
- aprobă structura organizatorică și regulamentul de organizare și funcționare ale TRANSGAZ S.A.;
- numește și revocă directorul general al TRANSGAZ S.A. și stabilește remunerația acestuia;
- aprobă planul de management pe durata mandatului și pentru primul an de mandat al directorului general al TRANSGAZ S.A.;
- supraveghează activitatea directorului general;
- pregătește raportul anual, organizează adunările generale a acționarilor și implementează hotărârile acesteia;
- introduce cererea pentru deschiderea procedurii insolvenței TRANSGAZ S.A., potrivit reglementarilor legale în vigoare;
- aprobă nivelul garanțiilor pentru persoanele care au calitatea de gestionar;
- încheie acte juridice prin care să dobândească, să înstrăineze, să închirieze, să schimbe sau să constituie în garanție bunuri aflate în patrimoniul TRANSGAZ S.A., cu aprobarea adunării generale a acționarilor atunci când legea impune această condiție;
- aprobă competențele sucursalelor pe domenii de activitate (economic, comercial, tehnic, administrativ, financiar, juridic etc.) în vederea realizării obiectului de activitate al TRANSGAZ S.A.;
- aprobă modificarea obiectului secundar de activitate al SNTGN „Transgaz” S.A.;
- aprobă înființarea sau desființarea unor sedii secundare: sucursale, agenții, reprezentanțe sau alte asemenea unități fără personalitate juridică, precum și a 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 de pe teritoriul Republicii Moldova;
- adoptă orice alte decizii cu privire la activitatea societății, cu excepția celor care sunt de competența adunării generale a acționarilor.

Numirea membrilor Consiliului de Administrație

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

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

Comitetele consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație

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

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

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

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

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

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
<p>COMITETUL DE NOMINALIZARE ȘI REMUNERARE</p>	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;</p> <p>va fi format din administratori ne-executivi, cel puțin unul dintre membrii comitetului va fi administrator neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ coordonează procesul de numire a membrilor Consiliului de Administrație; ▪ elaborează și propune Consiliului de Administrație Procedura de alegere a membrilor Consiliului de Administrație; ▪ adresează recomandări privind atât poziția de administrator cât și ocuparea posturilor vacante în cadrul Consiliului de Administrație; ▪ evaluează cumulul de competențe profesionale, cunoștințe și experiențe la nivelul Consiliului de Administrație, directorilor și a altor funcții de conducere; ▪ stabilește cerințele pentru ocuparea unei anumite poziții în administrarea societății; ▪ elaborează și propune Consiliului de Administrație procedura de selecție a candidaților pentru funcțiile de director și alte funcții de conducere; ▪ recomandă Consiliului de Administrație candidați pentru funcțiile enumerate; ▪ aplică cele mai bune practici de 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

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

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
		<p>parte, și societatea și grupul din care face parte, pe de altă parte;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 Consiliul de Administrație ai entității auditate cu privire la rezultatele auditului statutar și explică în ce mod a contribuit auditul statutar la integritatea raportării financiare și care a fost rolul comitetului în acest proces; ▪ monitorizează procesul de raportare financiară și transmite recomandări sau propuneri pentru a asigura integritatea acestuia; ▪ îndeplinește atribuțiile prevăzute la art.47 din OUG nr.90/2008, aprobată cu modificări prin Legea nr.278/2008, în conformitate cu art. 34 alin.(3) din OUG 109/2011.
COMITETUL DE SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE A SNT	va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație; cel puțin un membru al comitetului trebuie să fie administrator neexecutiv independent; atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Guvernanță Corporativă.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ analizează periodic lista obiectivelor de infrastructură critică a Transgaz și măsurile de securitate stabilite; ▪ asigură condițiile necesare implementării măsurilor de protecție a tuturor obiectivelor de infrastructură critică ale societății sau aflate sub autoritatea/coordonarea societății; ▪ monitorizează/reactualizează programele proprii de prevenire și combatere a terorismului prin măsuri optime de protecție fizică și organizatorică, cu recomandări în acest sens către Consiliul de Administrație; ▪ monitorizează îndeplinirea programelor de mentenanță și modernizare dezvoltare a SNT precum și a modului de respectare a normativelor tehnice de exploatare și mentenanță a capacităților de producție.
COMITETUL DE STRATEGIE ȘI DEZVOLTARE	va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;	<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;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<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"> ▪ analizează și asigură asistență Consiliului de Administrație în ceea ce privește direcțiile de dezvoltare și cooperare internațională ale societății; ▪ monitorizează și analizează îndeplinirea planurilor/programele 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/programele strategice și de acțiune; ▪ monitorizează și analizează îndeplinirea indicatorilor de performanță ai sistemului de transport și de performanță economico-financiară a activității societății.
COMITETUL DE REGLEMENTARE ȘI RELAȚII CU AUTORITĂȚILE PUBLICE	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;</p> <p>cel puțin un membru al comitetului trebuie să fie administrator neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ asistă Consiliul de Administrație în analiza activității de reglementare și a obligațiilor legale ce revin societății în acest domeniu; ▪ monitorizează îndeplinirea de către societate a obligațiilor prevăzute de reglementările incidente activității desfășurate; ▪ analizează și înaintează Consiliului de Administrație propuneri cu privire la cadrul de reglementare; ▪ monitorizează relațiile de colaborare cu autoritățile publice și asistă Consiliul de Administrație în stabilirea și gestionarea politicii de colaborare.

Componența comitetelor consultative constituite la nivelul CA al societății

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

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

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

- Legii 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);
- Legii nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative;
- Codului de Guvernare Corporativă al Bursei de Valori București;
- Actului Constitutiv al SNTGN Transgaz SA actualizat, Cap.V, art.19 pct. 11;
- Hotărârilor 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 plenum 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 2019 a fost astfel conceput, încât să reflecte întocmai și într-o manieră comprehensivă întreaga activitate privind analiza, consultarea și procesul de luare al deciziilor în ceea ce privește activitatea companiei.

Nr. crt.	Descriere	Responsabil	Componența Comitetului
1.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Nominalizare și Remunerare în perioada ianuarie – iunie 2019	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 2019	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 2019	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 2019	Comitetul Consultativ de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George Minea Nicolae Lăpușan Remus Gabriel
6.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Nominalizare și Remunerare în perioada ianuarie – decembrie 2019	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 2019	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 2019	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 2019	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 2019	Comitetul Consultativ de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George Lăpușan Remus Gabriel Minea Nicolae

Sectiunea B – Informații privind riscurile și controlul intern

La nivelul Transgaz a fost înființat inițial un Comitet de Audit, însă urmare a aprobării noii structuri a Comitetelor Consultative prin HCA nr. 7 din 27.05.2013, s-a înființat *Comitetul de Audit și Rating* pentru examinarea în mod regulat a conformității raportărilor financiare, al controlului intern și al sistemului de administrare a riscului și ratingului companiei. Comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor trebuie să fie independenți. Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit că au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului.

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

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

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

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

Conflictul de interese

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

Tranzacțiile cu persoane implicate

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

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

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

Secțiunea C – Informații privind remunerarea

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

Comitetul va prezenta Consiliului de Administrație propuneri privind remunerarea

administratorilor și directorilor, asigurându-se că aceste propuneri sunt în concordanță cu politica de remunerare adoptată de societate.

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

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

Secțiunea D – Informații privind acționarii

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

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

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

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

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

Transparența

Transgaz efectuează raportări periodice și continue cu privire la evenimente importante ce privesc societatea, incluzând, fără a se limita la acestea, situația financiară, performanța, proprietatea și conducerea, atât în mass media cât și pe pagina web proprie (www.transgaz.ro).

Compania pregătește și diseminează informații periodice și continue relevante în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) și alte standarde de raportare,

respectiv de mediu, sociale și de conducere (ESG –Environment, Social and Governance). Informațiile sunt diseminate atât în limba română cât și în limba engleză.

Compania organizează periodic întâlniri cu analiștii financiari, brokeri, specialiști de piață cât și investitori pentru prezentarea rezultatelor financiare (anuale, trimestriale, semestriale), întâlniri relevante în decizia investițională a acestora.

Obiectivele strategice generale și specifice ale activității SNTGN TRANSGAZ SA sunt stabilite în contextul alinierii la cerințele noii politici energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, dezvoltarea durabilă și competitivitatea.

În acest context, implementarea și dezvoltarea principiilor guvernantei corporative dezvoltarea practicilor de afaceri responsabile, transparente, devine tot mai mult o necesitate în fundamentarea și aplicarea strategiilor și politicilor de business ale companiilor.

Subscriind acestui deziderat, SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș urmărește și prin regulamentul de guvernare proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernantei corporative la nivelul societății, dezvoltarea unui sistem relațional eficace și proactiv în raport cu acționarii și părțile interesate.

Administratorii Transgaz apreciază că, acționând în spiritul celor mai bune practici de guvernare corporativă se pot atinge obiectivele propuse și crește capitalul de încredere al părților interesate (stakeholders) în capacitățile societății de a asigura maximizarea eficienței activității.

Responsabilitate socială (CSR)

Responsabilitatea Socială Corporativă reprezintă un aspect al guvernării corporative, prin intermediul căreia s-au inițiat, la nivelul companiilor, o serie de acțiuni responsabile social, ce pot fi cuantificate în termenii sustenabilității și ai performanței durabile.

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, consecventă principiului aplicării unui management responsabil în îndeplinirea misiunii asumate, conștientizează importanța faptului că, uneori, o susținere financiară pentru o cauză nobilă sau pentru un scop important, este vitală și de aceea prin programele și proiectele de responsabilitate socială inițiate, se implică activ în viața comunității, demonstrându-și astfel statutul de "*bun cetățean*".

Rolul esențial pe care TRANSGAZ îl are în domeniul energetic din România și din Europa, se completează în mod firesc cu dorința de a veni în sprijinul nevoilor reale ale tuturor celor care contribuie permanent la bunul mers al activității sale.

Parte componentă a strategiei TRANSGAZ de dezvoltare durabilă, *politica de responsabilitate socială* are ca obiectiv creșterea permanentă a gradului de responsabilizare a companiei față de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea impactului programelor de responsabilitate socială inițiate în acest scop.

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

Politica companiei în ceea ce privește responsabilitatea socială se bazează pe un set de principii care definesc această interacțiune dintre companie pe de o parte și salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu, pe de altă parte.

Respectând principiul prudenței financiare și cel al transparenței, acțiunile de comunicare și CSR propuse pentru anul 2019 au fost riguros dimensionate atât în structură cât și valoric și au răspuns cerințelor de raportare ce revin Transgaz în calitate de emitent de valori mobiliare dar și cerințelor de creștere a capitalului de imagine și reputațional al companiei. Informații detaliate privind responsabilitatea socială se găsesc pe site-ul Transgaz la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

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

În anul 2019 societatea a încheiat următoarele acte juridice cu societățile în care Statul Român își exercită controlul direct sau indirect și a căror valoare cumulată reprezintă cel puțin echivalentul în lei a 50.000 de euro:

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 70T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	14.781.004,88 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 71T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	6.227.865,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 257L/2018 pentru luna ianuarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	3.156.784,28 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 259L/2018 pentru luna ianuarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.465.609,55 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și Electrocentrale Constanța S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 25T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	794.661,29 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 76T/2018 pentru trimestrul I 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	15.099.339,17 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 266L/2018 pentru luna ianuarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	3.369.880,63 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 326L/23.01.2019 pentru luna februarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	2.391.421,38 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 327L/23.01.2019 pentru luna februarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.950.925,82 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 273L/23.01.2019 pentru luna februarie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	3.358.634,60 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 380L/20.02.2019 pentru luna martie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	303.420,25 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 381L/20.02.2019 pentru luna martie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.214.462,43 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 360L/20.02.2019 pentru luna martie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.174.262,93 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 430L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	852.569,55 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 431L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	1.052.012,60 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 411L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.419.923,73 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE CONSTANȚA S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 429L/20.03.2019 pentru luna aprilie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	260.989,85 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 482L/17.04.2019 pentru luna mai 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	977.913,32 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 483L/17.04.2019 pentru luna mai 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	4.260.595,79 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	BENEFICIAR: Vestmoldtransgaz S.R.L.
	PRESTATOR: Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract de prestare servicii nr. 223 , încheiat la data de 24.09.2018
Obiectul Contractului	Servicii de suport la crearea și funcționarea continuă a comisiilor de achiziții ale Vestmoldtransgaz S.R.L.
Valoarea contractului	Valoarea contractului a fost calculată conform Art. 1.1. și Art. 4.4. din Contract, respectiv 948.776,58 lei „1.1. În schimbul prestării Serviciilor, Beneficiarul se obligă să plătească Prestatorului un preț format din costurile înregistrate de către Prestator conform art. 4.4. din prezentul Contract ca urmare a prestării Serviciilor, plus o marjă de profit de 5% din costurile salariale astfel înregistrate. 4.4. Pe durata prezentului Contract, Prestatorul va suporta cheltuielile pentru remunerarea salariaților săi desemnați să presteze servicii pentru VMTG, inclusiv cheltuielile cu delegarea acestora (cazare, transport, diurnă).”
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 546L/22.05.2019 pentru luna iunie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	931.770,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 547L/22.05.2019 pentru luna iunie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.366.910,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. Transgaz S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 202T/07.06.2019 pentru trimestrul III 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	9.174.424,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 638L/17.07.2019 pentru luna august 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	239.102,54 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 639L/17.07.2019 pentru luna august 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.445.807,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 674L/21.08.2019 pentru luna septembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	496.944,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 675L/21.08.2019 pentru luna septembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.840.292,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	Cumpărător – SNTGN Transgaz SA Mediaș Vanzător – SNGN ROMGAZ SA Mediaș
Data încheierii și natura contractului	Data încheierii 26.09.2019 Încheiat în urma derulării licitației nr. BRMGY_2019_250 din data de 03.09.2019 pe piața centralizată (BRM) în cadrul ședinței de tranzacționare pe Ringul Simplu Competitiv pe termen mediu și lung administrată de Bursa Română de Mărfuri.
Obiectul Contractului	Achiziție gaze naturale pentru acoperirea consumului tehnologic al SNTGN Transgaz SA, în perioada 1 octombrie 2019 - 30 septembrie 2020, contract de vânzare-cumpărare a gazelor naturale încheiat cu SNGN ROMGAZ SA Mediaș
Valoarea contractului	91.208.664 lei , fără TVA, accize și va include tariful de rezervare de capacitate
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 13/26.08.2019 (perioada 1 octombrie 2019 – 1 octombrie 2020)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	110.610.021,50 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 75/26.08.2019 (perioada 1 octombrie 2019 – 1 octombrie 2020)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	7.469.467,45 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 26T/26.08.2019 pentru trimestrul IV 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	8.185.337,89 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 37/26.08.2019 (perioada 1 octombrie 2019 – 1 octombrie 2020)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	22.349.465,07 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 8T/26.08.2019 pentru trimestrul IV 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	3.853.744,17 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE CONSTANȚA S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 38/26.08.2019 (perioada 1 octombrie 2019 – 1 octombrie 2020)
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	1.312.682,72 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE CONSTANȚA S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 18T/26.08.2019 pentru trimestrul IV 2019 și trimestrul I 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.286.117,19 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și COMPLEXUL ENERGETIC HUNEDOARA SA
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 51T/26.08.2019 pentru trimestrul IV 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	565.770,74 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 51L/18.09.2019 pentru luna octombrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.419.049,66 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	SNTGN TRANSGAZ SA – SNGN ROMGAZ SA MEDIAS
Data încheierii și natura contractului	25.10.2019 - Contract de vânzare - cumpărare
Obiectul Contractului	Achiziționarea gazelor naturale necesare asigurării stocului minim stabilit prin decizia ANRE nr.1773/16.10.2019
Valoarea contractului	8.516.663,19 lei
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 123L/23.10.2019 pentru luna noiembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	1.547.595,00 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 125L/23.10.2019 pentru luna noiembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	1.642.446,33 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 88L/23.10.2019 pentru luna noiembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	2.953.939,28 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE CONSTANȚA S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 113L/23.10.2019 pentru luna noiembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	757.928,71 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 120T/12.11.2019 pentru trimestrul I 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	17.170.462,40 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 122T/12.11.2019 pentru trimestrul I 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	3.342.002,66 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 218L/20.11.2019 pentru luna decembrie 2019

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	4.593.542,80 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 219L/20.11.2019 pentru luna decembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	2.234.921,99 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 98T/12.11.2019 pentru trimestrul I 2020
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	14.435.714,98 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 183L/20.11.2019 pentru luna decembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	8.997.810,39 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și ELECTROCENTRALE CONSTANȚA S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	Contract nr. 176L/20.11.2019 pentru luna decembrie 2019
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor anuale de transport aferent punctelor de ieșire în SNT
Valoarea contractului	654.059,70 lei – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)

Erata referitoare la actele juridice raportate în data de 25.01.2019	
Data raportului: 09.07.2019	
Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 70T/2018 " se va citi " Contract nr. 70T/21.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 71T/2018 " se va citi " Contract nr. 71T/21.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Termene și modalități de plata	Punctul (6) al ART. 6 din raport se înlocuiește cu punctul (6) de mai jos: (6) În situația în care UR optează pentru plata în avans, OTS emite și transmite UR: (i) cu minimum 5 zile calendaristice anterior datei de începere a fiecărei luni de prestare a serviciilor, o factură de plată în avans, a cărei valoare este egală cu valoarea capacității rezervate, calculată pentru perioada lunii de prestare a serviciilor, la care se adaugă valoarea componentei volumetrică, calculată la nivelul contractual al capacității pentru aceeași perioadă; (ii) în termen de 15 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de prestare a serviciilor, o factură de regularizare a plății, întocmită în baza alocării finale.
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.

Erata referitoare la actele juridice raportate în data de 25.01.2019	
Data raportului: 09.07.2019	
Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 257L/2018 " se va citi " Contract nr. 257L/27.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Garanții constituite, penalități stipulate	<p>Garanții: ART. 17 din raport se înlocuiește cu ART. 18 de mai jos: ART. 18 (1) UR are obligația să prezinte OTS garanția financiară de plată în suma prevăzută la alin. (2), cu cel puțin 3 zile lucrătoare înainte de începerea perioadei de prestare a serviciului de transport. (2) Nivelul garanției financiare de plată constituite de UR va fi egal cu valoarea facturii lunare estimate pentru serviciile de transport aferente următoarelor perioade de utilizare. (3) Garanția financiară de plată constituită conform alin. (2) este valabilă începând cu ziua bancară precedentă datei de început a prestării serviciului de transport și își încetează valabilitatea în a 60-a zi calendaristică de la încetarea contractului prin ajungerea lui la termen. (4) UR poate înlătura opțiunea de a constitui o garanție pentru prestarea serviciului de transport prin efectuarea de plăți în avans. În acest sens, UR declară OTS, în scris, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data terminării perioadei de rezervare de capacitate, opțiunea de plată în avans. (5) Suma de plată în avans este egală cu contravaloarea facturii lunare pentru serviciile de transport aferente următoarei perioade de utilizare. (6) Plata în avans/Factura de avans se compensează cu factura de regularizare a lunii pentru care s-a efectuat plata. (7) În cazul în care plata în avans respectivă nu acoperă valoarea facturii de regularizare a lunii respective, diferența este plătită de către UR la data scadenței a facturii.</p>
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 259L/2018 " se va citi " Contract nr. 259L/27.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Garanții constituite, penalități stipulate	<p>Garanții: ART. 17 din raport se înlocuiește cu ART. 18 de mai jos: ART. 18 (1) UR are obligația să prezinte OTS garanția financiară de plată în suma prevăzută la alin. (2), cu cel puțin 3 zile lucrătoare înainte de începerea perioadei de prestare a serviciului de transport. (2) Nivelul garanției financiare de plată constituite de UR va fi egal cu valoarea facturii lunare estimate pentru serviciile de transport aferente următoarei perioade de utilizare. (3) Garanția financiară de plată constituită conform alin. (2) este valabilă începând cu ziua bancară precedentă datei de început a prestării serviciului de transport și își încetează valabilitatea în a 60-a zi calendaristică de la încetarea contractului prin ajungerea lui la termen. (4) UR poate înlătura opțiunea de a constitui o garanție pentru prestarea serviciului de transport prin efectuarea de plăți în avans. În acest sens, UR declară OTS, în scris, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data terminării perioadei de rezervare de capacitate, opțiunea de plată în avans. (5) Suma de plată în avans este egală cu contravaloarea facturii lunare pentru serviciile de transport aferente următoarei perioade de utilizare. (6) Plata în avans/Factura de avans se compensează cu factura de regularizare a lunii pentru care s-a efectuat plata.</p>

Erata referitoare la actele juridice raportate în data de 25.01.2019	
Data raportului: 09.07.2019	
Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	(7) În cazul în care plata în avans respectivă nu acoperă valoarea facturii de regularizare a lunii respective, diferența este plătită de către UR la data scadență a facturii.
Termene și modalități de plata	Punctul (6) al ART. 6 din raport se înlocuiește cu punctul (6) de mai jos: (6) În situația în care UR optează pentru plata în avans, OTS emite și transmite UR: (i) cu minimum 5 zile calendaristice anterior datei de începere a fiecărei luni de prestare a serviciilor, o factură de plată în avans, a cărei valoare este egală cu valoarea capacității rezervate, calculată pentru perioada lunii de prestare a serviciilor, la care se adaugă valoarea componentei volumetrică, calculată la nivelul contractual al capacității pentru aceeași perioadă; (ii) în termen de 15 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de prestare a serviciilor, o factură de regularizare a plății, întocmită în baza alocării finale.
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și Electrocentrale Constanța S.A.
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 25T/2018 " se va citi " Contract nr. 25T/21.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Termene și modalități de plata	Punctul (6) al ART. 6 din raport se înlocuiește cu punctul (6) de mai jos: (6) În situația în care UR optează pentru plata în avans, OTS emite și transmite UR: (i) cu minimum 5 zile calendaristice anterior datei de începere a fiecărei luni de prestare a serviciilor, o factură de plată în avans, a cărei valoare este egală cu valoarea capacității rezervate, calculată pentru perioada lunii de prestare a serviciilor, la care se adaugă valoarea componentei volumetrică, calculată la nivelul contractual al capacității pentru aceeași perioadă; (ii) în termen de 15 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de prestare a serviciilor, o factură de regularizare a plății, întocmită în baza alocării finale.
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 76T/2018 " se va citi " Contract nr. 76T/21.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor trimestriale de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Termene și modalități de plata	Punctul (6) al ART. 6 din raport se înlocuiește cu punctul (6) de mai jos: (6) În situația în care UR optează pentru plata în avans, OTS emite și transmite UR: (i) cu minimum 5 zile calendaristice anterior datei de începere a fiecărei luni de prestare a serviciilor, o factură de plată în avans, a cărei valoare este egală cu valoarea capacității rezervate, calculată pentru perioada lunii de prestare a serviciilor, la care se adaugă valoarea componentei volumetrică, calculată la nivelul contractual al capacității pentru aceeași perioadă; (ii) în termen de 15 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de prestare a serviciilor, o factură de regularizare a plății, întocmită în baza alocării finale.
Părți contractante	încheiat între S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. și Electrocentrale București S.A. (în insolvență)
Data încheierii și natura contractului	În loc de " Contract nr. 266L/2018 " se va citi " Contract nr. 266L/27.12.2018 "
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Garanții constituite, penalități stipulate	Garanții: ART. 17 din raport se înlocuiește cu ART. 18 de mai jos: ART. 18 (1) UR are obligația să prezinte OTS garanția financiară de plată în suma prevăzută la alin. (2), cu cel puțin 3 zile lucrătoare înainte de începerea perioadei de prestare a serviciului de transport.

Erata referitoare la actele juridice raportate în data de 25.01.2019	
Data raportului: 09.07.2019	
Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
	<p>(2) Nivelul garanției financiare de plată constituite de UR va fi egal cu valoarea facturii lunare estimate pentru serviciile de transport aferente următoarei perioade de utilizare.</p> <p>(3) Garanția financiară de plată constituită conform alin. (2) este valabilă începând cu ziua bancară precedentă datei de început a prestării serviciului de transport și își încetează valabilitatea în a 60-a zi calendaristică de la încetarea contractului prin ajungerea lui la termen.</p> <p>(4) UR poate înlătura opțiunea de a constitui o garanție pentru prestarea serviciului de transport prin efectuarea de plăți în avans. În acest sens, UR declară OTS, în scris, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data terminării perioadei de rezervare de capacitate, opțiunea de plată în avans.</p> <p>(5) Suma de plată în avans este egală cu contravaloarea facturii lunare pentru serviciile de transport aferente următoarei perioade de utilizare.</p> <p>(6) Plata în avans/Factura de avans se compensează cu factura de regularizare a lunii pentru care s-a efectuat plata.</p> <p>(7) În cazul în care plata în avans respectivă nu acoperă valoarea facturii de regularizare a lunii respective, diferența este plătită de către UR la data scadență a facturii.</p>
Termene și modalități de plata	<p>Punctul (6) al ART. 6 din raport se înlocuiește cu punctul (6) de mai jos:</p> <p>(6) În situația în care UR optează pentru plata în avans, OTS emite și transmite UR:</p> <p>(i) cu minimum 5 zile calendaristice anterior datei de începere a fiecărei luni de prestare a serviciilor, o factură de plată în avans, a cărei valoare este egală cu valoarea capacității rezervate, calculată pentru perioada lunii de prestare a serviciilor, la care se adaugă valoarea componentei volumetrică, calculată la nivelul contractual al capacității pentru aceeași perioadă;</p> <p>(ii) în termen de 15 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de prestare a serviciilor, o factură de regularizare a plății, întocmită în baza alocării finale.</p>

În conformitate cu prevederile **art. 234 alin. 1, lit. i) din Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, SNTGN Transgaz SA** raportează un act juridic a cărui valoare depășește 10% din cifra de afaceri netă aferentă anului financiar 2018.

Obiectivul de investiții **“Consolidarea sistemului de transport în România, între Onești – Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea” – faza 2 (Interconectarea Sistemului Național de Transport cu Sistemul Internațional și reverse flow la Isaccea – faza 2): Modernizarea Stației de comprimare Onești și Modernizarea Stației de comprimare Siliștea**, este cuprins în Programul de Modernizare și Dezvoltare Investiții pentru anul 2019 al SNTGN TRANSGAZ S.A. Mediaș, la poziția 2.2.6.

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Părți contractante	Lider de asociere: IRIGC IMPEX S.R.L. Asociat 1: EURO CONSTRUCT INTERNAȚIONAL S.R.L. Asociat 2: INSPET S.A.
Data încheierii și natura contractului	Acord contractual nr. 669/05.07.2019, privind proiectarea și execuția lucrărilor: „Consolidarea sistemului de transport din România, între Onești – Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea” – faza 2 (Interconectarea Sistemului Național de Transport cu Sistemul Internațional și reverse flow la Isaccea – faza 2): Modernizarea Stației de comprimare Onești și Modernizarea Stației de comprimare Siliștea

Datele Contractului	Clauze contractuale prevăzute în contract
Obiectul Contractului	„Consolidarea sistemului de transport din România, între Onești – Isaccea și inversarea fluxului la Isaccea” – faza 2 (Interconectarea Sistemului Național de Transport cu Sistemul Internațional și reverse flow la Isaccea – faza 2): Modernizarea Stației de comprimare Onești și Modernizarea Stației de comprimare Siliștea
Valoarea contractului	64.300.000,00 euro exclusiv TVA
Creanțe reciproce	Nu este cazul
Garanții constituite, penalități stipulate	<p>GARANȚII</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Garanție de bună execuție în valoare de 6.430.000 euro (reprezentând 10% din Prețul Contractului fără TVA). 2. Asigurare pentru daune aduse terților (10% din valoarea Contractului pentru fiecare eveniment și 20% din valoarea Contractului, în agregat) <p>PENALITĂȚI</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 4.000 lei/zi, sumă reținută pentru întârzierea transmiterii Programului de Execuție. 2. 10% din totalul sumelor aferente punctelor (a) și (b) din subclauza 50.1[Situația de lucrări], valoare reținută din Certificat de Plată dacă Antreprenorul nu reușește să atingă un punct de referință la termenul stabilit. 3. valoarea penalităților de întârziere, pentru fiecare zi de întârziere este prețul contractului (sau al Sectorului) la semnarea Contractului împărțit la durata de execuție la semnarea contractului exprimată în zile. 4. 10.000 lei/zi pentru înlocuirea personalului cheie al Antreprenorului fără respectarea prevederilor subclauzelor 14.3 și/sau 14.4 pe eveniment. 5. 5.000 lei/zi pentru nerespectarea prevederilor subclauzei 27.2. 6. 20.000 lei/zi pentru nerespectarea prevederilor subclauzei 27.3. 7. 5.000 lei/zi pentru nerespectarea prevederilor subclauzei 30.1.
Termene și modalități de plata	<ol style="list-style-type: none"> 1. Posibilitatea plății în avans într-o singură tranșă până la maxim 30% din prețul Contractului, la prezentarea facturii de avans, dar nu mai devreme de 7 zile de la semnarea contractului, valoarea deducerilor procentuale din Certificatele de plată se va face cu 30% din fiecare certificat în parte. 2. Beneficiarul va plăti sumele certificate de către Supervisor în termen de 30 de zile de la primirea Certificatului de plată. Supervisorul va verifica situațiile de lucrări transmise de către Antreprenor și în termen de 30 de zile de la primirea situației de lucrări va emite un certificat de plată către Beneficiar. 3. Beneficiarul va plăti sumele certificate de către Supervisor în termen de 30 de zile de la primirea Certificatului final de plată.

6.2 Activitatea pe piața de capital

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, prin utilizarea eficientă a instrumentelor manageriale și execuția cu responsabilitate a măsurilor angajate față de acționari, investitori, mediul de afaceri și comunitate, a reușit să performeze și pe piața de capital, fiind pe întreg **anul 2019**, prezentă în **Top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București**, în funcție de valoarea tranzacționată. De asemenea, în luna decembrie 2019 Transgaz s-a situat pe **locul 7 în Top 15 companii listate, în funcție de capitalizarea bursieră**.

Ațiunea 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.

În conformitate cu prevederile Hotărârii nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 06.06.2019, Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA efectuează plata dividendelor aferente exercițiului financiar 2018 prin intermediul Depozitarului Central SA și BRD Groupe Societe Generale, agentul de plată desemnat, începând cu data de 16 iulie 2019 (data plății), pentru acționarii înregistrați la data de înregistrare 25 iunie 2019, **valoarea dividendului brut/acțiune fiind de 21,66 lei.**

Acțiunea TGN

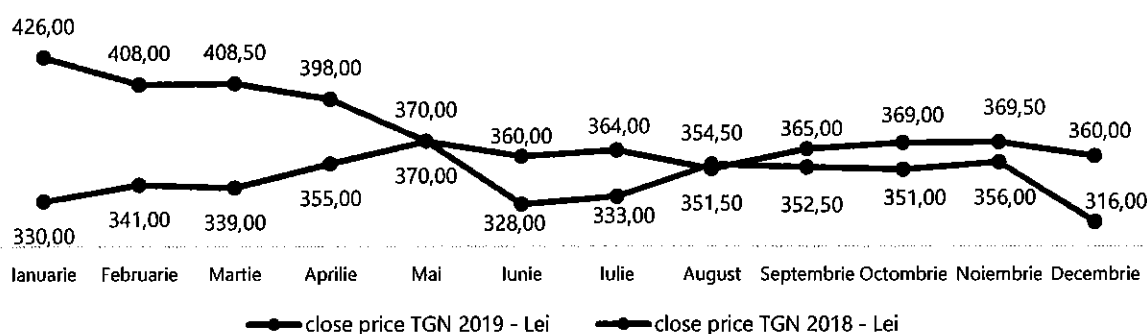
În anul 2019 prețul de închidere al acțiunii TGN a urmat un trend ușor ascendent, înregistrând însă în primele patru luni ale anului valori inferioare celor din 2018. Ulterior, prețul de închidere a oscilat în jurul valorii de 365 lei/acțiune, depășind valorile atinse în anul 2018.

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

Ulterior, pe parcursul lunilor martie și aprilie 2019, prețul de închidere al acțiunii TGN a continuat să crească, având însă valori inferioare celor din anul 2018, înregistrând la sfârșitul lunii martie valoarea de 339,00 lei/acțiune, iar la data de 30.04.2019 valoarea de 355,00 lei/acțiune, cu 17% respectiv 11% mai puțin față de perioada similară a anului precedent. Prețul acțiunii Transgaz a urmat și în luna mai același trend ascendent, egalând valoarea înregistrată în mai 2018, de 370,00 lei/acțiune.

În luna iunie, pe fondul așteptării investitorilor privind aprobarea de către AGA a valorii dividendului aferent anului financiar 2018, prețul de închidere al acțiunii TGN a atins valori apropiate de maximumul anului 2019, respectiv prețul de 370 lei/acțiune înregistrat în data de 3 iunie 2019.

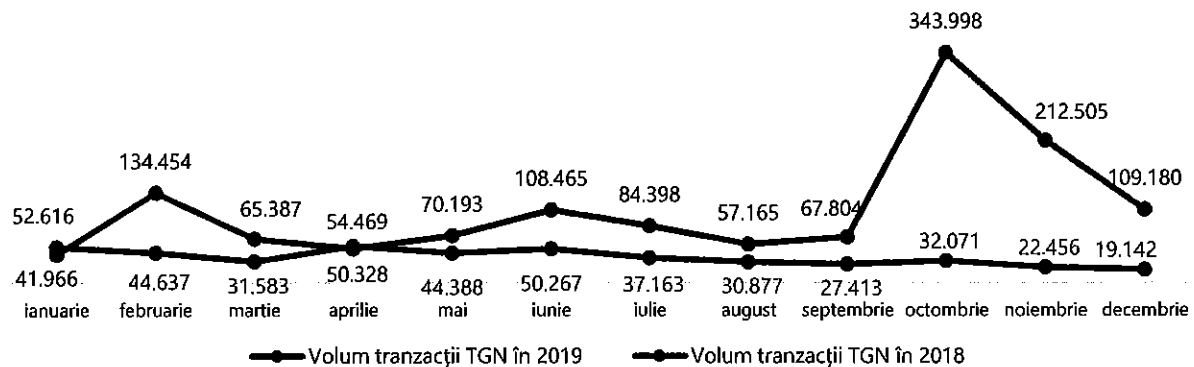
În cea de-a doua jumătate a anului 2019 acțiunea TGN a păstrat trendul ascendent, cu valori peste cele din aceeași perioadă a anului 2018, înregistrând o ușoară scădere în luna august. Astfel, în ultimele luni ale perioadei analizate, prețul de închidere al acțiunii Transgaz a depășit, în principal, valorile atinse în intervalul similar al anului 2018, înregistrându-se creșteri între 4% și 14%. În cursul lunii decembrie prețul de închidere al acțiunii TGN a înregistrat valori peste media anuală, maximumul perioadei de 373,5 lei/acțiune fiind atins la data de 09.12.2019, pe fondul așteptării investitorilor privind plata unor dividende suplimentare.



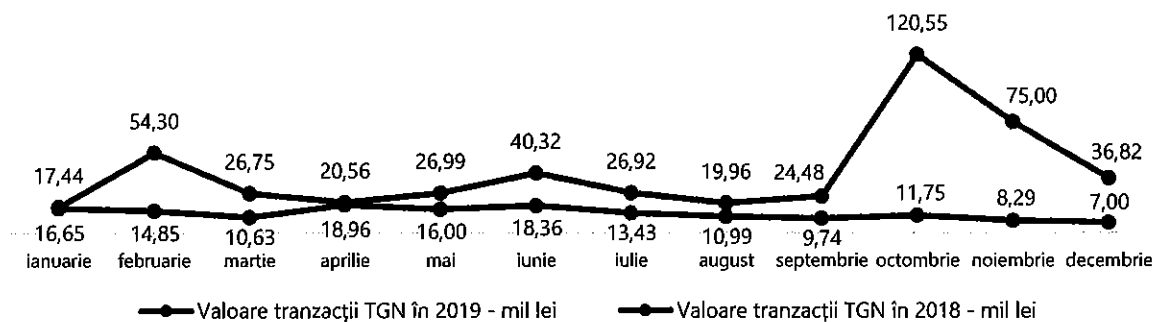
Grafic 35-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2019–31.12.2019 vs. 01.01.2018–31.12.2018

Volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor au înregistrat în anul 2019 valori oscilante. Comparativ cu anul 2018, volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor din perioada analizată a anului 2019 au înregistrat valori inferioare. Pe fondul așteptării de către investitori a aprobării situațiilor financiare anuale și a valorii dividendului aferent anului financiar 2018, în lunile ianuarie și aprilie 2019 volumele tranzacționate au depășit ușor nivelul atins în perioada similară a anului 2018.

Astfel, în anul 2019, volumele tranzacționate au scăzut în medie cu aproximativ 50%, iar valorile tranzacțiilor cu 55%, atingând însă în data de 05.02.2019 maximele perioadei, cu un volum de 12.731 acțiuni tranzacționate și o valoare de 4.191 milioane lei.

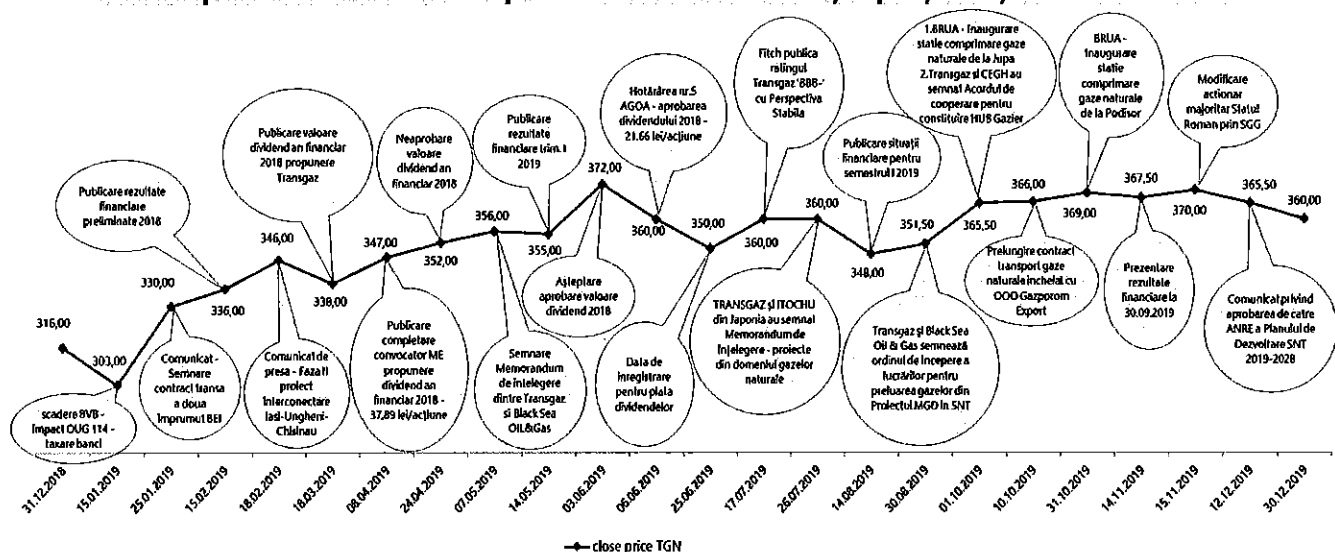


Grafic 36-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2019–31.12.2019 vs. 01.01.2018–31.12.2018



Grafic 37-Valoare tranzacții TGN-mil lei în perioada 01.01.2019–31.12.2019 vs. 01.01.2018–31.12.2018

Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în anul 2019



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

Data	P/BV	PER*	DIVY	EPS
31.12.2019	1,14	8,55	6,09	42,10
31.12.2018	1,00	6,39	14,72	49,44

*valori raportate la data de 31 decembrie 2019, respectiv 31 decembrie 2018

În perioada încheiată la 31 decembrie 2019, **indicatorul bursier P/BV** (raportul prețului pe valoarea contabilă a unei acțiuni) a crescut comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018, valoarea de 1,14 înregistrată, indicând faptul că acțiunea TGN este o acțiune corect evaluată de piață.

Totodată, **indicatorul PER** (prețul acțiunii/profitul pe acțiune) a înregistrat o creștere datorată prețului mai mare al acțiunii TGN la 31.12.2019, de 360,00 lei/acțiune, comparativ cu prețul înregistrat la 31.12.2018, de 316,00 lei/acțiune.

Scăderea **randamentului dividendelor (DIVY)**, comparativ cu valoarea înregistrată la 31.12.2018, este datorată valorii mai mici a dividendului aferent anului financiar 2018, respectiv 21,66 lei/acțiune (conf. AGOA din data de 06.06.2019) față de 46,52 lei/acțiune (dividende aferente anului financiar 2017, de 45,38 lei/acțiune și dividendele aprobate conf. AGOA nr. 7 din 03.12.2018, de 1,14 lei/acțiune) dividend brut.

De asemenea, din datele prezentate se poate observa că **EPS (profitul pe acțiune)** a înregistrat la data de 31.12.2019, o scădere față de aceeași perioadă a anului 2018, înregistrând valoarea de 42,10.

Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu cei ai companiilor similare din Europa, la începutul anului 2020, este următoarea:

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	12,8	2,1	10,7
SNAM SpA	Italia	14,5	2,6	12,9
Fluxys	Belgia	36,2	3,3	12,9
Media		21,2	2,7	12,2
Transgaz	Romania	7,8	1,1	6,4
Premium /Discount		-63%	-61%	-47%

Sursa: Bloomberg la data de 22.01.2020

Tabel 35-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa

Capitalizarea bursieră

Capitalizarea bursieră a companiei la data de 31.12.2019 a fost de 4,24 miliarde lei (~887 mil. euro), respectiv cu 518 milioane lei (~ 90 milioane euro) peste nivelul înregistrat la 31.12.2018.

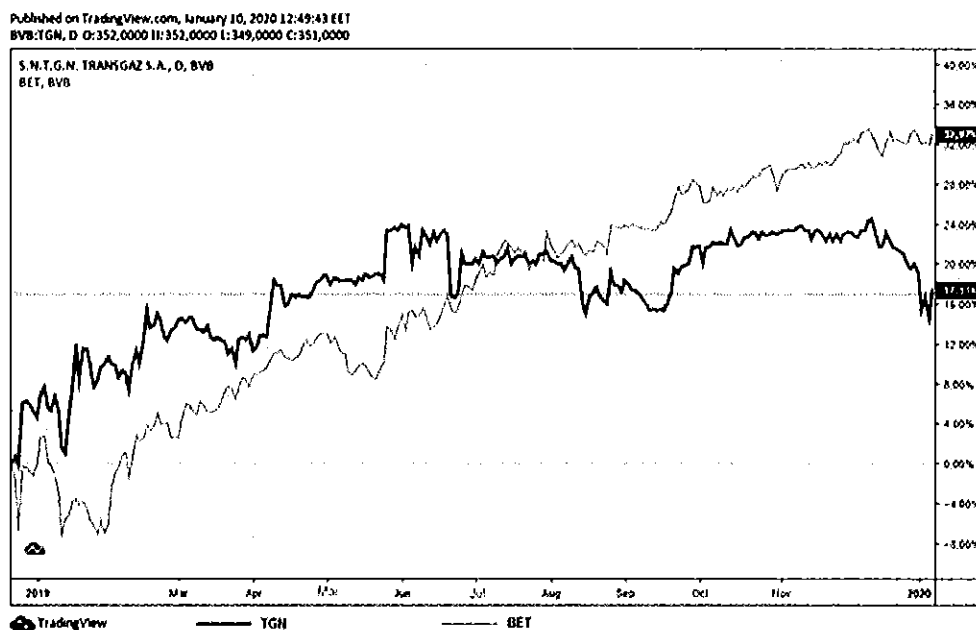
Monedă	Anul 2019		Anul 2018	
	03.01.2019	31.12.2019	03.01.2018	31.12.2018
LEI	3.696.987.016	4.238.583.840	4.627.120.692	3.720.534.704
EURO	792.392.622	887.011.372	996.966.451	797.730.377
Curs Euro/BNR	4,6656	4,7785	4,6412	4,6639



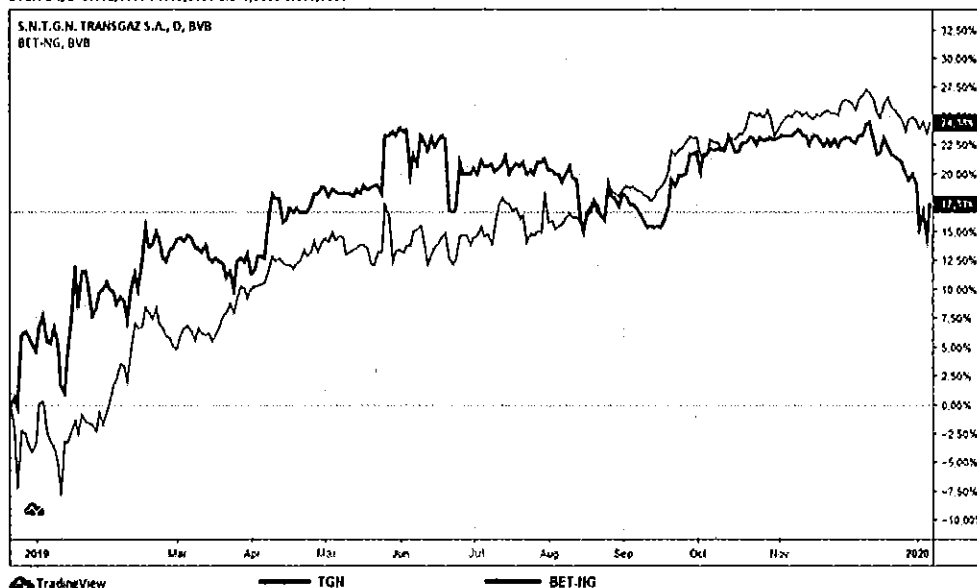
Grafic 38 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 31.12.2019 vs. 31.12.2018

Valoarea capitalizării bursiere înregistrată la sfârșitul anului 2019 este apropiată de maximul istoric atins în anul 2017. Astfel, urmare a valorii capitalizării bursiere înregistrate de către companie în luna decembrie 2019, Bursa de Valori București a clasat Transgaz pe **poziția a 7-a în Top 15 companii listate la BVB, în funcție de capitalizarea bursieră.**

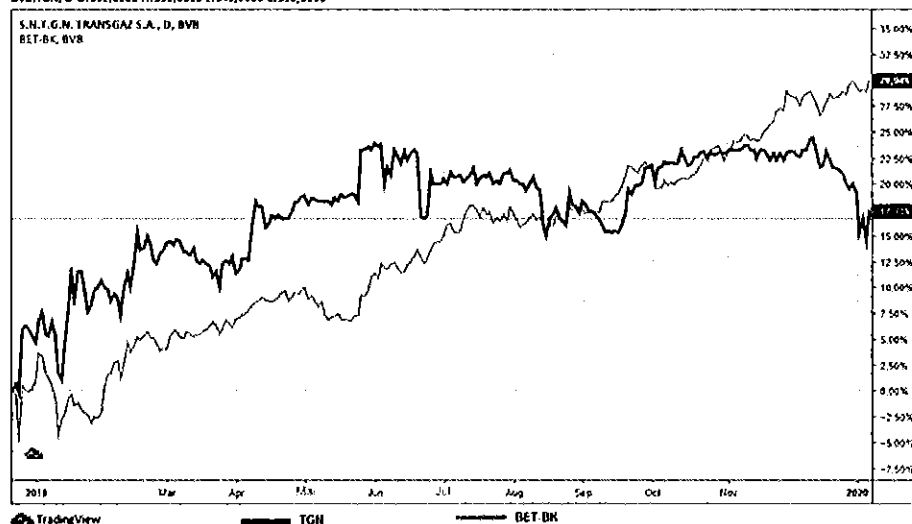
Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK pe parcursul anului 2019



Published on TradingView.com, January 10, 2020 13:07:38 EET
 BVB:TGN, D O:352,0000 H:352,0000 L:349,0000 C:350,0000



Published on TradingView.com, January 10, 2020 13:19:43 EET
 BVB:TGN, D O:352,0000 H:352,0000 L:349,0000 C:350,0000



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

După cum se poate observa, pe întreaga perioadă a anului 2019 acțiunea TGN a avut o evoluție similară cu cea a principalilor indici bursieri BET, BET-NG și BET-BK, dar cu valori inferioare acestora.

6.3 Politica cu privire la dividend

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

Astfel, în conformitate cu prevederile Hotărârii nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 06.06.2019, Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA efectuează plata dividendelor aferente exercițiului financiar 2018 prin intermediul Depozitarului Central SA și BRD Groupe Societe Generale, agentul de plată desemnat, începând cu data de 16 iulie 2019 (data plății), pentru acționarii înregistrați la data de înregistrare 25 iunie 2019, valoarea **dividendului brut/acțiune fiind de 21,66 lei**.

Până la sfârșitul anului 2019, societatea a plătit acționarilor dividende nete aferente anului financiar 2018 distribuite conform HAGOA nr.5 din data de 06.06.2019 în valoare de 250.332.016,02 lei pentru un număr de 11.689.003 acțiuni.

Ratingul Transgaz

Începând cu anul 2006 și până în martie 2019, S&P Global Ratings a acordat și monitorizat ratingul Transgaz. Obținerea acestuia de către companie a fost un pas necesar în abordarea unei politici de deschidere spre piețele de capital internaționale, în perspectiva atragerii unor surse de finanțare cât mai avantajoase și oferind totodată un instrument valoros investitorilor în procesul de listare la bursă IPO cât și SPO.

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

Urmare a analizei interne și respectând toate prevederile legale în ceea ce privește achiziția serviciilor de rating, în data de 28.03.2019, compania a încheiat cu agenția Fitch un contract pentru acordarea unui rating privat într-un anumit moment (PPIT). Astfel, urmare a evaluării, la data de 28 iunie 2019, agenția a atribuit Transgaz, ratingul privat acordat într-un anumit moment 'BBB-' cu Perspectivă Stabilă.

Ulterior, în data de 10 iulie 2019, Transgaz a încheiat cu Agenția de rating Fitch un contract de publicare și supraveghere a ratingului obținut, astfel că, în data de 17.07.2019, Agenția Internațională de Rating Fitch a făcut public la solicitarea Transgaz ratingul acordat companiei, respectiv 'BBB-' cu Perspectivă Stabilă. Acest rating reflectă "profilul solid al activității Transgaz în calitate de concesionar și operator al rețelei de transport gaze naturale din România, precum și preconizarea unei contractii progresive a activității internaționale de tranzit al gazelor care derivă din traseele tradiționale. Ratingul este susținut de reglementările privind transportul gazelor din țară și așteptările noastre că o investiție actuală semnificativă în coridorul Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA) va fi adăugată la baza de active reglementată a Transgaz (RAB) care stă la baza unor câștiguri viitoare", conform raportului agenției.

6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative

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

Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **SC MEBIS SA Bistrita**, cu sediul în Bistrița, (J06/150/1991) în care Transgaz deține 17,47% din capitalul social, având ca obiect de activitate realizarea de structuri metalice și ansamble sudate complexe, ansamble și produse hidraulice, se află în procedură de lichidare, motiv pentru care participația în SC MEBIS SA a fost provizionată în întregime; Transgaz nu are nici un fel de obligații față de SC MEBIS SA;
- **SC "Resial" SA** cu sediul în Alba Iulia (J01/77/1991) în care Transgaz deține 68,16% din capitalul social, având ca obiect de activitate fabricarea și comercializarea produselor refractare silico aluminoase, a intrat în procedură de lichidare în anul 2006; procedura este desfășurată de un executor judecătoresc numit de instanța de judecată și este în afara controlului Transgaz, motiv pentru care, participația nu este consolidată și este înregistrată

la cost mai puțin provizionul pentru depreciere constituit la 100% din cost; împrumutul acordat la SC RESIAL SA este provizionat în întregime; conducerea nu se așteaptă ca Transgaz să recupereze vreo sumă din această participație și nu înregistrează nici un fel de obligații reziduale pentru SC RESIAL SA;

- **SC EUROTRANSGAZ SRL** cu sediul în Chișinău, Republica Moldova în care Transgaz deține 100% din capitalul social, având ca obiectiv producerea, transportul, distribuția, stocarea și furnizarea gazelor naturale, transporturi prin conducte, depozitări, precum și activități de consultanță pentru afaceri și management (înființarea acestei filiale a fost aprobată prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017); filiala a achiziționat în anul 2018 Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz care operează conducta Iași–Ungheni pe teritoriul Moldovei.

În anul 2019 Transgaz a participat la majorarea capitalului social al EUROTRANSGAZ cu suma de 13.784.238 euro și 83.471.503 lei moldovenești în vederea funcționării și asigurării surselor financiare necesare derulării programului de investiții al Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz.

7.MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII

7.1 OBIECTIVE STRATEGICE PRIVIND ADMINISTRAREA SNTGN TRANSGAZ SA ÎN PERIOADA 2017-2021

Urmărind atingerea deplină a dezideratelor propuse și îndeplinirea obiectivelor strategice privind eficacitatea operațională, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății, respectând principiile bunei guvernante corporative, **Consiliul de Administrație al companiei dorește să continue cu aceeași responsabilitate, eficiență, transparență și profesionalism față de toate părțile interesate, drumul deschis în mandatul 2013-2017 pentru construcția și dezvoltarea unui viitor solid și performant al infrastructurii naționale de transport gaze naturale, 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 în contextul actual.

Structurate în funcție de cele patru perspective ale Balance Score Card (BSC), **direcțiile de acțiune prevăzute în Componenta de administrare a Planului de Administrare al SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021 vizează:**

Perspectiva părților interesate

OBIECTIV STRATEGIC 1: Continuitatea activității și asigurării siguranței și securității energetice

Direcții de acțiune

- Creșterea nivelului de securitate a SNT și de asigurare a aprovizionării cu gaze naturale
- Piețe de energie competitive - prin crearea condițiilor tehnice necesare pentru dezvoltarea pieței de gaze naturale
- Modernizarea Sistemului de Guvernanță Corporativă

Perspectiva internă/proceselor

OBIECTIV STRATEGIC 2: Creșterea gradului de COMPETITIVITATE a societății
Direcții de acțiune

- Dezvoltarea și modernizarea tuturor proceselor operaționale
- Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător

Perspectiva dezvoltării/personal
OBIECTIV STRATEGIC 3: Creșterea gradului de DEZVOLTARE DURABILĂ a societății prin creșterea capitalului uman, informațional, organizațional și alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității
Direcții de acțiune

- Optimizarea proceselor de management al resurselor umane
- Alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității

Perspectiva financiară
OBIECTIV STRATEGIC 4: Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale
Direcții de acțiune

- Asigurarea performanței financiare, economice și sociale sustenabile

Eforturile managementului executiv sunt întreprinse spre realizarea obiectivelor strategice ale societății, prin operaționalizare măsurilor stabilite în Componenta de management.

7.2 Managementul executiv

Membrii conducerii executive au încheiate contracte individuale de muncă pe perioade nedeterminate. Personalul de conducere și execuție din cadrul Transgaz este numit, angajat și concediat de directorul general.

Conform informațiilor deținute nu există vreun acord, înțelegere sau legătură de familie între persoanele menționate și o altă persoană datorită căreia acestea au fost numite ca membri ai conducerii executive.

Membrii conducerii executive a companiei care dețin acțiuni Transgaz la data de 31.12.2019:

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	Nita Viorel	Director	5	0,000042

Tabel 36- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2019

Conducerea executivă a societății la 31.12.2019:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1.	Sterian Ion	Director General	SNTGN Transgaz SA
2.	Hategan Gheorghe	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
3.	Târsac Grigore	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
4.	Lupean Marius Vasile	Director Economic	Departament Economic
5.	Ghidiu Elisabeta	Director	Departament Strategie si Management Corporativ
6.	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
7.	Leahu Mihai Leontin	Director	Departament Proiectare Cercetare
8.	Stroia Gheorghe Marius	Director	Departament Operare
9.	Cosma Emil Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
10.	Beldiman Ion	Director	Departament Management Energetic, Automatizări și SCADA
11.	Luca Bogdan Avram	Director	Departamentul Achiziții Sectoriale și Contractări
12.	Mateș Angela Aneta	Director	Departament Organizare, Resurse Umane
13.	Sârbu Ionel	Director	Departamentul Reglementări și Formalități Terenuri
14.	Sasu Elena	Director	Direcția Buget, Finanțe
15.	Comăniță Adela Marinela	Director	Direcția Contabilitate
16.	Niculaie-Faranga Dan	Director	Direcția Finanțări, Suport Reprezentanțe și Proiecte Speciale
17.	Niculescu Oana Cristina	Director	Directia Strategie Bugetară
18.	Mihai Cornel	Director	Direcția Activități Corporative și Reprezentare
19.	Mocanu Daniela Meri	Director, cu delegare atributii director departament	Direcția Fonduri Europene
20.	Oniga Ciprian	Director	Direcția Proiecte Speciale și Suport Tehnic
21.	Banu Larisa	Director	Direcția Operare PVT
22.	Bunea Florin	Director	Dispeceratul National de Gaze Naturale
23.	Rău Ioan	Director	Direcția Comerciala
24.	Șai Ioan Alexandru	Director	Directia Măsurare Calitate Gaze Naturale
25.	Dragoman Irina Georgiana	Director	Direcția Reglementări Gaze Naturale
26.	Barbu Viorel	Director	Directia Reabilitare SNT
27.	Petrescu Monica Alexandra	Director	Direcția Achiziții Proiecte Speciale
28.	Grajdan Vasilica	Director	Direcția Organizare și Planificare Resurse Umane
29.	Ene Alin	Director	Direcția Inspecție Generală
30.	Drăghici Aurelian	Director	Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte
31.	Achim Viorel Ciprian	Director	Direcția Mediu, Protecție și Securitate
32.	Iuga Alexandru	Director	Direcția Aprovizionare și Transport
33.	Lupu Emil	Director	Direcția Arheologică

34.	Iancu Cristina Daniela	Director adjunct cu delegare atributii director	Directia Juridică
35.	Vlahbei Andra Ioana	Director adjunct	Directia Reglementări Gaze Naturale
36.	Lața Ilie	Director sucursală	Sucursala Mediaș
37.	Velicea Angela	Director economic	Sucursala Mediaș
38.	Gurgu Victorel	Director exploatare / Director cu delegare atribuții Manager proiect UMP BRUA	Exploatarea Teritorială București
39.	Alexandru Ionel	Director	Exploatarea Teritorială Arad
40.	Cristolovean Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Brașov
41.	Schimdt-Hăineală Eduard-Cristian	Director	Exploatarea Teritorială Bacău
42.	Dumitru Nicușor	Șef serviciu cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Brăila
43.	Niță Viorel	Director	Exploatarea Teritorială Craiova
44.	Călburean Ioan Eugen	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Cluj
45.	Andrei Romeo	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Constanța
46.	Oancea Paul	Inginer șef cu atribuții de director exploatare	Exploatarea Teritorială Mediaș

Tabel 37-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019

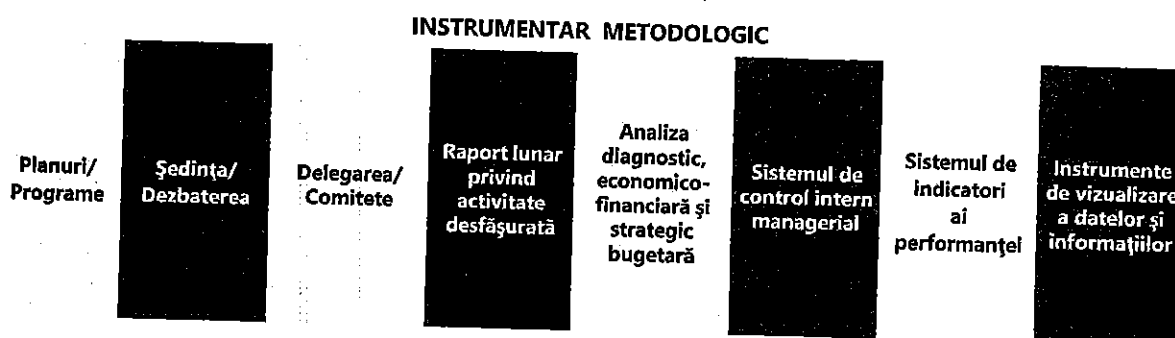
8. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR

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 2019.

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;
 - 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 2019, 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:



LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv- Președinte al Consiliului de Administrație

ION STERIAN – Administrator executiv - Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv

MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv

LISTĂ TABELE

Tabel 1-Structura Acționariatului la 31.12.2019.....	6
Tabel 2 – Evoluția indicatorilor standard de performanță în 2019 vs 2018.....	8
Tabel 3- Evoluția principalilor indicatori economico-financiarți în perioada 2017-2019.....	9
Tabel 4 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2017-2019.....	11
Tabel 5 –Indicatorilor cheie de performanță financiarți pentru calculul componenteți variabile a remunerației în anul 2019 realizat vs bugetat.....	12
Tabel 6-Indicatori cheie de performanță nefinanciarți pentru calculul componenteți variabile a remunerației în anul 2019.....	16
Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani.....	62
Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2019.....	76
Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 31.12.2019, din perspectiva duratei de funcționare.....	77
Tabel 10- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic.....	81
Tabel 11- Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2017-2019.....	82
Tabel 12 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție (proceduri simplificate/licitații deschise/NFIPPCO) în perioada 01.01- 31.12.2019.....	91
Tabel 13 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 01.01-31.12.2019.....	93
Tabel 14- Situația poziției financiare a societății în perioada 2018-2019.....	94
Tabel 15-Situația contului de profit și pierdere 2019 vs2018.....	98
Tabel 16- Veniturile activității de exploatare- Realizări 2019 vs 2018.....	98
Tabel 17- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2019 vs 2018.....	99
Tabel 18 - Situația fluxurilor de trezorerie – 2019 vs 2018.....	100
Tabel 19 - Rezultatele financiare 2019 vs.2018.....	101
Tabel 20- Rezultate financiare 2019 vs.Buget 2019.....	104
Tabel 21 – Realizări 12 luni 2019 vs. realizări 12 luni 2018 și Realizări 12 luni 2019 vs. BVC (%).....	106
Tabel 22 – Realizări 2019 vs. Plan de administrare 2019.....	106
Tabel 23 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2019 vs Plan de administrare 2017-2021.....	111
Tabel 24– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2019 vs. Plan de administrare 2017 – 2021.....	112
Tabel 25-Cerințe instruire 2020.....	115
Tabel 26- Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2016-2018 aprobată în planul de management.....	121
Tabel 27- Evoluția numărului de angajați în perioada 2017-2019.....	121
Tabel 28 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2019.....	122
Tabel 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2017-2019.....	122
Tabel 30- Situația numărului de cursurilor organizate pentru angajații societății în perioada 2017-2019.....	125
Tabel 31- Situația numărului de participanți la cursuri de calificare/perfecționare în perioada 2017-2019.....	125
Tabel 32 - Situația bugetului de sponsorizare 2019.....	127
Tabel 33 – Bugetul de sponsorizare pt.anul 2019 și sumele acordate în anul 2019.....	128
Tabel 34 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciarți pentru calculul componenteți variabile a remunerației.....	150
Tabel 35-Valoarea indicatorilor bursierți la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa.....	187
Tabel 36- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2019.....	192
Tabel 37-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA la 31.12.2019.....	194

LISTĂ GRAFICE

Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 31.12.2019.....	6
Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 31.12.2019.....	6
Grafic 3 -Cifra de afaceri 2017-2019 (mii lei) Grafic 4-Profitul net 2017-2019 (mii lei).....	9
Grafic 5- Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în perioada 2017-2019.....	10
Grafic 6-Evoluția principalilor indicatori economico-financiarți în perioada 2017-2019.....	10
Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare în perioada 2017-2019 (mii lei).....	10
Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2017-2019.....	11
Grafic 9-Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2017 - 2019.....	11
Grafic 10- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -31 decembrie 2019.....	81
Grafic 11-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic.....	82

Grafic 12-Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic.....	82
Grafic 13-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2017-2019.....	82
Grafic 14-Nivelul consumului tehnologic total realizat vs. total programat 2019.....	82
Grafic 15-Stadiu PMDI -ianuarie 2019.....	83
Grafic 16-Stadiu PMDI-decembrie 2019.....	84
Grafic 17 - PRRASM 2019 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Ianuarie 2019.....	87
Grafic 18 - PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Decembrie 2019.....	87
Grafic 19 - PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT.....	89
Grafic 20-Situația procedurilor de achiziții la 31.12.2019.....	91
Grafic 21-Situația achizițiilor directe la 31.12.2019.....	92
Grafic 22-Situația procedurilor PAAS pentru Moldova la 31.12.2019.....	93
Grafic 23 - Rezultate financiare 2019 vs. 2018 (mii lei).....	101
Grafic 24- Rezultate financiare 2019 vs. 2018 (%).....	102
Grafic 25- Realizări 12 luni 2019 vs. realizări 12 luni 2018 și realizări 12 luni 2019 vs. BVC 2019.....	106
Grafic 26 - Pondere consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-2019 ...	120
Grafic 27-Evoluția numărului de angajați în perioada 2017-2019 aprobat vs realizat.....	121
Grafic 28-Evoluția numărului de angajați în anul 2019 vs. 2018.....	121
Grafic 29- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2017-2019.....	122
Grafic 30- Bugetul de sponsorizare pt.anul 2019 și sumele acordate în anul 2019.....	128
Grafic 31-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în anul 2019.....	146
Grafic 32-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în anul 2019.....	146
Grafic 33-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în anul 2019.....	146
Grafic 34-Pondere știrilor funcție de tema abordată în anul 2019.....	146
Grafic 35-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2019–31.12.2019 vs. 01.01.2018–31.12.2018.....	185
Grafic 36-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2019–31.12.2019 vs. 01.01.2018–31.12.2018.....	186
Grafic 37-Valoare tranzacții TGN–mil lei în perioada 01.01.2019–31.12.2019 vs. 01.01.2018–31.12.2018.....	186
Grafic 38 - Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 31.12.2019 vs. 31.12.2018.....	188
Grafic 39-Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în anul 2019.....	189

LISTĂ FIGURI

Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT.....	17
Figura 2 - Punctele de interconectare ale sistemului românesc de.....	18
Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza I.....	19
Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza II.....	29
Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră–Podișor.....	31
Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT.....	34
Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României.....	37
Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3.....	41
Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră.....	42
Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaș–Mokrin.....	45
Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1.....	48
Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România.....	51
Figura 13- Dezvoltarea/Modernizarea infrastructurii de transport gaze naturale.....	52
Figura 14- Creșterea capacității de transport gaze naturale a interconectării.....	54
Figura 15- Eastring.....	55
Figura 16-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale.....	77
Figura 17-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT.....	80
Figura 18 -Indicatori de performanță.....	111
Figura 19 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA.....	133
Figura 20- Evoluția gradului de conformitate a SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA în perioada 2013-2019.....	137
Figura 21-Evoluția gradului mediu de implementare a standardelor sistemului de control intern/managerial, la nivelul societății, anii 2017, 2018, 2019.....	137
Figura 22- Profilul de risc comparativ anii 2017, 2018, 2019.....	144