

SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

RAPORTUL ADMINISTRATORILOR

- 2017 -



CUPRINS

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACŢIONARI, INVESTITORI	3
1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT	6
1.1 Date de identificare raport și emitent	6
1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaționale	6
1.3 Acționariat	7
1.4 Organizare	9
2. SUMAR EXECUTIV.....	10
2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare	10
2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI).....	14
3. PROIECTE DE DEZVOLTARE A SNT.....	20
3.1 Proiecte strategice.....	20
3.2 Sistemul de comandă și achiziție date SCADA	43
4. RAPORTARE FINANCIARĂ.....	45
4.1 Poziția financiară.....	45
4.2 Rezultatul global	49
4.3 Situația fluxurilor de trezorerie	51
4.4 Evaluarea activității de prestare a serviciului de transport gaze naturale	53
4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar	60
4.6 Indicatori de performanță economico-financiară în perioada 2017-2021.....	63
5. DECLARAȚIA NEFINANCIARĂ	69
5.1 De ce Raportare nefinanciară	69
5.2 Management responsabil și strategii sustenabile	70
5.2.1. Aspecte de mediu.....	70
5.2.2. Aspecte de personal.....	75
5.2.3. Aspecte sociale	80
5.2.4 Etică și integritate.....	83
5.2.5 Politică de conformitate	85
5.2.6 Indicatori cheie de performanță nefinanciari.....	98
6. GUVERNANȚA CORPORATIVĂ.....	103
6.1 Declarația de Guvernanță Corporativă	104
6.2 Activitatea piața de capital.....	123
6.3 Fuziuni sau reorganizări semnificative	129
7. ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII	129
7.1 Analiza activității operaționale	129
7.1.1 Activitatea de transport intern gaze naturale	129
7.1.2 Activitatea de transport internațional gaze naturale.....	136
7.1.3 Activitatea de dispecerizare	137
7.2 Analiza activității de dezvoltare, reparații și reabilitare	138
7.2.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT.....	138
7.2.2 Investiții realizate 2017 versus Investiții programate 2017	142
7.2.3 Reparații realizate 2017 versus programate 2017.....	145
7.3 Activitatea economico – financiară	146
7.4 Activități suport.....	147
7.4.1 Activitatea de proiectare-cercetare.....	147
7.4.2 Activitatea de achiziții și contractări.....	150
7.4.3 Achiziții și înstrăinări de active	155
7.4.4 Activitatea juridică	156

7.4.5 Activitatea de reglementare.....	157
7.4.6 Activitatea IT	159
7.4.7 Activitatea de cooperare și relații internaționale	163
7.4.8 Activitatea privind accesarea fondurilor europene.....	170
7.4.9 Audit intern și extern al activității societății	175
8. ALTE INFORMAȚII PRIVIND ACTIVITATEA SOCIETĂȚII.....	178
9. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII	184
9.1 Consiliul de Administrație	184
9.2 Managementul executiv	185
10. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR.....	187

MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI

*Stimați acționari,
Stimați investitori,*

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

*În primul său mandat, respectiv 2013-2017, Consiliul de Administrație format din: **Ion Sterian**, administrator neexecutiv și președinte al Consiliului de Administrație; **Petru Ion Văduva** – administrator executiv și director general, **Bogdan George Iliescu**, **Radu Cernov**, **Andrei Rizoiu** – administratori neexecutivi, a administrat societatea în conformitate cu **Planul de administrare al societății în perioada 2013-2017**, plan aprobat în unanimitate de acționarii societății prin Hotărârea AGOA nr. 9/23.09.2013 și cu Planul de management.*

Dând dovadă de competență, profesionalism, integritate morală, responsabilitate și seriozitate, membrii Consiliului de Administrație au demonstrat prin rezultate performante an de an, că au devenit o echipă puternică, capabilă să asume și să îndeplinească responsabilități de mare anvergură și importanță strategică nu doar pentru viitorul companiei ci și pentru dezvoltarea durabilă a economiei naționale și de aceea au întreprins diligențele necesare pentru reînnoirea mandatului de administratori în perioada 2017-2021, pentru a putea continua cu aceeași responsabilitate, eficiență, transparență și același profesionalism față de toate părțile interesate, drumul deschis în mandatul 2013-2017 pentru construcția și dezvoltarea unui viitor solid și performant al sectorului energetic românesc.

Prin Hotărârea AGOA nr.1/27.04.2017 a fost reînnoit mandatul administratorilor Ion Sterian, Petru Ion Văduva și Bogdan George Iliescu, iar prin Hotărârea AGOA nr.13/28.12.2017 a fost aprobată numirea domnilor Lăpușan Remus Gabriel și Minea Nicolae în calitate de administratori ai SNTGN Transgaz SA.

Elaborată în conformitate cu prevederile Art. 30 alin. 1 din OUG 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, **propunerea pentru Componenta de administrare a Planului de administrare a SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021** este guvernată de atitudine responsabilă, profesionistă și etică în raport cu toate părțile interesate (acționari, angajați, parteneri, comunitate, autorități și instituții ale statului, media, ș.a) și reflectă viziunea strategică a administratorilor referitoare la direcțiile de redefinire strategică și eficientizare a companiei în consens cu cerințele politicii energetice europene privind siguranța și securitatea energetică, competitivitatea și dezvoltarea durabilă dar și cu nevoile și oportunitățile viitoare ale României de a deveni un jucător important pe piața de gaze naturale regională și europeană.

Obiectivele strategice cuprinse în Componenta de administrare a Planului 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 recent descoperite în Marea Neagră**, investițiile propuse de Transgaz în **Planul de dezvoltare al sistemului național de transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2014-2023, plan aprobat de ANRE prin Decizia nr. 2819/17.12.2014**, reprezintă investiții strategice pentru securitatea energetică și dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.

Responsabilizând importanța TRANSGAZ atât ca motor al activităților din economia națională cât și ca vector de creștere economică a țării, prin rolul său în dezvoltarea sectorului energetic și transformarea României într-o putere energetică a Europei, administratorii companiei și-au asumat continuarea demarării și implementării unuia dintre cele mai mari și importante programe de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale din România în ultimii 20 de ani, un program cu proiecte de investiții **estimate la 1,6 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.

În acest sens, Transgaz a elaborat în conformitate cu prevederile art. 125 alineatul (6) din Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale și prevederile Strategiei Energetice Naționale, **Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport gaze naturale în perioada 2017–2026**. Acesta reprezintă actualizarea și completarea Planului de dezvoltare al SNT în perioada 2014-2023 și a fost aprobat de ANRE prin **DECIZIA nr. 910/22.06.2017**.

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

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

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

Cu aleasă considerație,

ION STERIAN – Administrator – Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator

LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator

MINEA NICOLAE – Administrator

1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT

1.1 Date de identificare raport și emitent

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

Pentru anul încheiat la: 31 decembrie 2017

Data raportului: 16 martie 2018

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, tranzitul internațional, 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 societatea românească

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:

- profesionalism și tradiție;
- respectarea principiilor eticii și deontologiei profesionale;
- 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

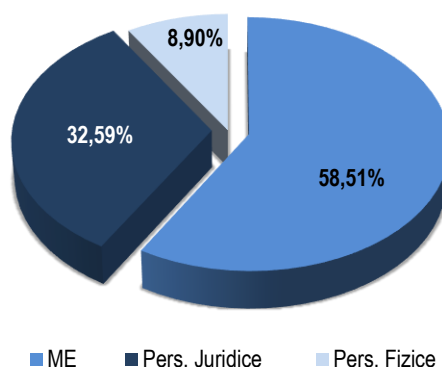
Urmare a OUG nr.55/19.11.2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri, prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului. Astfel, la data de 29.01.2016 a fost înregistrată la S.C. Depozitarul Central S.A. modificarea datelor de identificare ale titularului de cont Statul Român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Turismului în Statul Român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri.

Ulterior, urmare a OUG nr. 1/04.01.2017 pentru stabilirea unor măsuri în domeniul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Astfel, la data de 02.03.2017 a fost înregistrată la Depozitarul Central S.A. modificarea datelor de identificare ale titularului de cont Statul Român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri în Statul Român prin Ministerul Economiei.

La data de 31.12.2017 structura acționariatului SNTGN Transgaz SA este următoarea:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice), din care	4.885.004	41,4903
✓ persoane juridice	1.048.270	8,9034
✓ persoane fizice	3.836.734	32,5869
Total	11.773.844	100,00

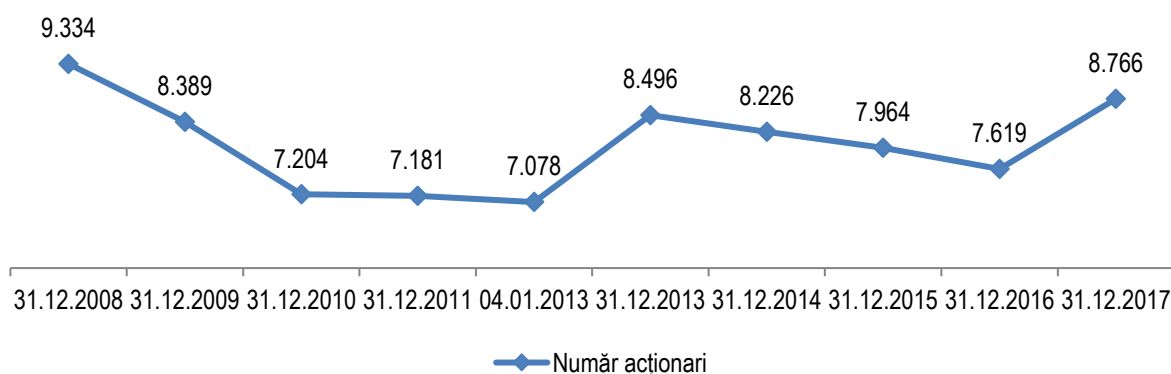
Tabel 1-Structura Acționariatului la 31.12.2017



Grafic 1-Structura Acționariatului Transgaz la 31.12.2017

Capitalul social al Transgaz la data de 31 decembrie 2017 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 31.12.2017 sunt înregistrați un număr de 8.766 acționari TGN, cu 1.147 de acționari mai mult față de data de 31.12.2016.



Grafic 2- Evoluția numărului de acționari ai Transgaz de la listare și până la 31.12.2017

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;
- 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.

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

- **Exploatarea teritorială Arad**, str. Poetului nr. 56, localitatea Arad, jud. Arad, cod 310369;
- **Exploatarea teritorială Bacău**, str. George Bacovia nr. 63, localitatea Bacău, jud. Bacău cod 600238;
- **Exploatarea teritorială Brăila**, str. Ion Ghica nr. 5, localitatea Brăila, jud. Brăila, cod 810089;
- **Exploatarea teritorială Brașov**, str. Grigore Ureche nr. 12A, localitatea Brașov, jud. Brașov, cod 500449;
- **Exploatarea teritorială București**, str. Lacul Ursului nr. 24, sector 6, București, cod 060594;
- **Exploatarea teritorială Cluj**, str. Crișului nr. 12, localitatea Cluj-Napoca, jud. Cluj, cod 400597;

- **Exploatarea teritorială Craiova**, str. Arhitect Ioan Mincu nr. 33, localitatea Craiova, jud. Dolj, cod 200011;
- **Exploatarea teritorială Mediaș**, str. George Cosbuc nr. 29, localitatea Mediaș, jud. Sibiu, cod 551027;
- **Exploatarea teritorială Constanța**, str. Albastră nr. 1, localitatea Constanța, jud. Constanța, cod 900117;
- **Sucursala Mediaș**, Șoseaua Sibiului nr. 59, localitatea Mediaș, jud. Sibiu.

2. SUMAR EXECUTIV

2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare

Activitatea economico-financiară a SNTGN Transgaz SA la 31 decembrie 2017 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGOA nr. 1/27.04.2017. Valoare realizată la 31 decembrie 2017 a indicatorilor standard de performanță față de valoarea realizată la data de la 31 decembrie 2016 este:

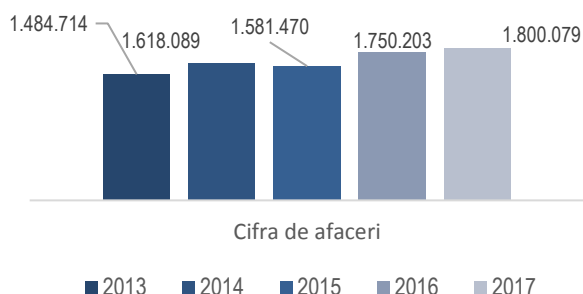
Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Coeficient de ponderare	2016	2017
					Realizat	
1.	Investiții puse în funcțiune	Realizarea nivelului programat	mii lei	0,15	143.281	54.286
2.	EBITDA	Creșterea EBITDA	mii lei	0,15	900.091	879.154
3.	Productivitatea muncii	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	lei/pers	0,15	375.177	395.796
4.	Plăți restante	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	mii lei	0,15	0	0
5.	Creanțe restante	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	mii lei	0,1	268.410	307.210
6.	Consumul tehnologic	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	0,15	37%	90%
7	Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	lei	0,15	631	620

Principalii indicatori economico-financiar realizati în anul 2017 comparativ cu anul 2016 se prezintă astfel:

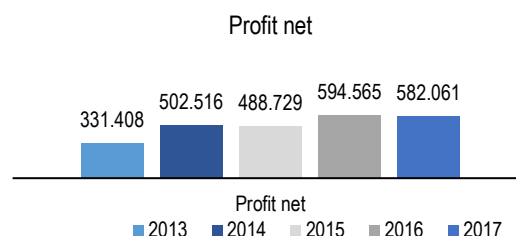
Nr. crt.	Indicator	Realizări la 31 decembrie					Dinamica (%)
		2017	2016	2015	2014	2013	
		0	1	2	3	4	5
1.	Cifra de afaceri	1.800.079	1.750.203	1.581.470	1.618.089	1.484.714	102,85
2.	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.749.946	1.815.385	1.663.398	1.655.319	1.516.640	96,40
3.	Venituri din activitatea de echilibrare	120.686	57.404	x	x	x	210,24
4.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	63.950	118.504	211.125	136.635	161.741	53,96
5.	Venituri financiare	190.546	32.231	43.237	33.375	40.721	591,19
6.	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.085.220	1.125.268	1.077.219	1.063.751	981.647	96,44
7.	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	120.686	56.093	x	x	x	215,15
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	63.950	118.504	211.125	136.635	161.741	53,96
9.	Cheltuieli financiare	150.227	9.683	22.315	14.356	148.957	1551,40
10.	Profit brut	705.045	713.975	607.101	610.587	426.758	98,75
11.	Impozit pe profit	125.305	125.079	120.722	115.377	99.954	100,18
12.	Venituri din impozitul pe profit amânat	2.321	5.669	2.350	7.306	4.604	40,94
13.	Profit net	582.061	594.565	488.729	502.516	331.408	97,90
14.	Rezultatul global total aferent perioadei	599.887	593.539	498.940	486.385	335.240	101,07
15.	Gaze transportate	12.869.908	12.074.677	12.294.693	11.883.713	11.258.941	106,59
16.	Cheltuieli de investiții	95.599	140.179	239.554	151.776	203.763	68,20
17.	Cheltuieli de reabilitare	13.954	16.546	20.020	51.752	61.176	84,33
18.	Consum tehnologic	73.831	84.406	83.146	92.124	95.500	87,47
19.	Consum tehnologic mii mc	95.243	108.874	88.103	96.940	160.140	87,48

* cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

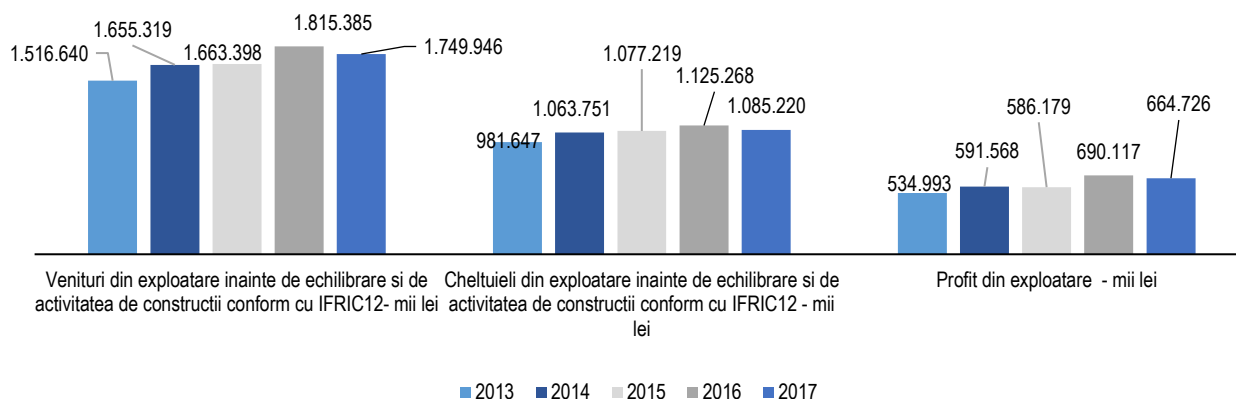
Tabel 2- Evoluția principalilor indicatori economico-financiar în perioada 2013-2017



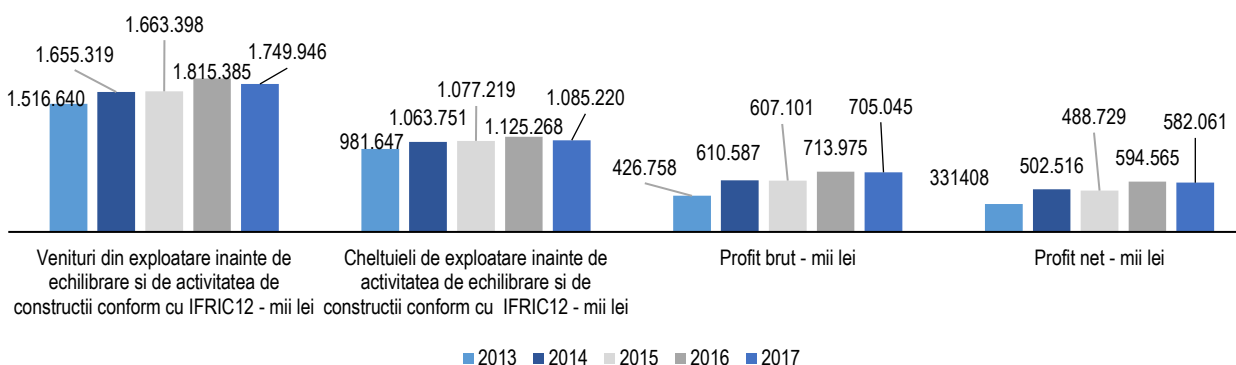
Grafic 3-Cifra de afaceri 2013-2017 (mii lei)



Grafic 4-Profitul net 2013-2017 (mii lei)



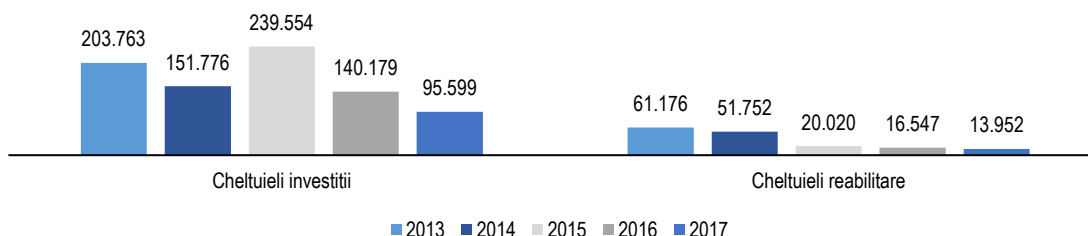
Grafic 5-Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare în perioada 2013–2017



Grafic 6-Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în perioada 2013–2017

Transgaz deține statutul de monopol în transportul gazelor naturale din România și vehiculează circa 90% din totalul gazelor naturale consumate. Din totalul veniturilor realizate în anul 2017, circa 18,10% sunt în valută, fiind realizate din activitatea de transport internațional al gazelor naturale.

La data de 31 decembrie 2017, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 1.058.930.848 lei, din care 66,20% reprezentau disponibilități denuminate în valută, majoritate în EURO.

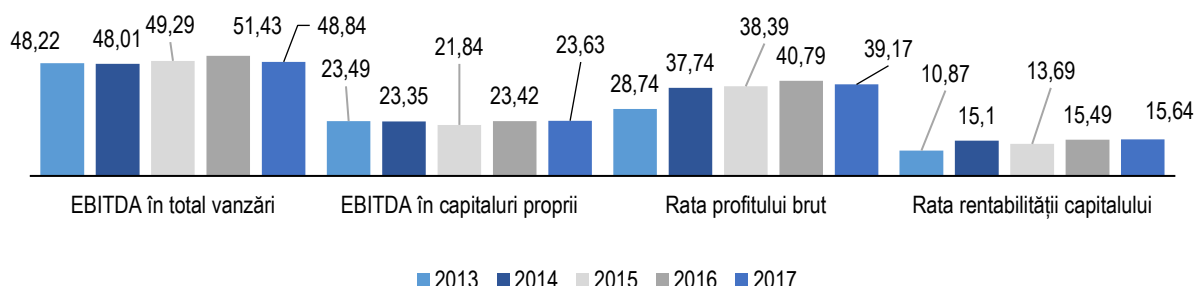


Grafic 7-Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare în perioada 2013–2017 (mii lei)

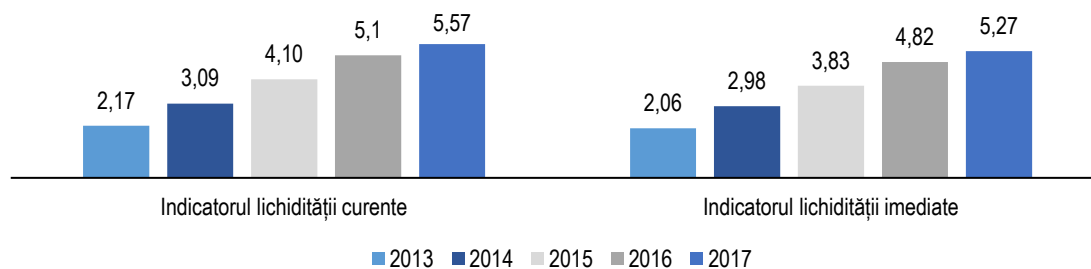
Performanțele Transgaz în perioada 2013-2017 se reflectă și în evoluția următorilor indicatori:

Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	2013	2014	2015	2016	2017
1.	Indicatori de profitabilitate						
1.	EBITDA în total vânzări	EBITDA	48,22%	48,01%	49,29%	51,35%	48,84%
		Cifra de afaceri					
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	23,49%	23,35%	21,84%	23,42%	23,63%
		Capitaluri proprii					
	Rata profitului brut	Profitul brut	28,74%	37,74%	38,39%	40,79%	39,17%
		Cifra de afaceri					
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	10,87%	15,10%	13,69%	15,49%	15,64%
		Capitaluri proprii					
2.	Indicatori de lichiditate						
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	2,17	3,09	4,10	5,10	5,57
		Datorii pe termen scurt					
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	2,06	2,98	3,83	4,82	5,27
		Datorii pe termen scurt					
3.	Indicatori de risc						
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	0,79%	0,00%	0,00%	0,00%	1,88%
		Capitaluri proprii					
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	187,73	616,54	1.903,61	X	X
		Cheltuieli cu dobândă					
4.	Indicatori de gestiune						
	Viteza de rotație a debitelor- clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	97,57	94,18	99,56	125,88	142,85
		Cifra de afaceri					
	Viteza de rotație a creditelor- furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	22,41	17,61	19,32	17,64	19,43
		Cifra de afaceri					

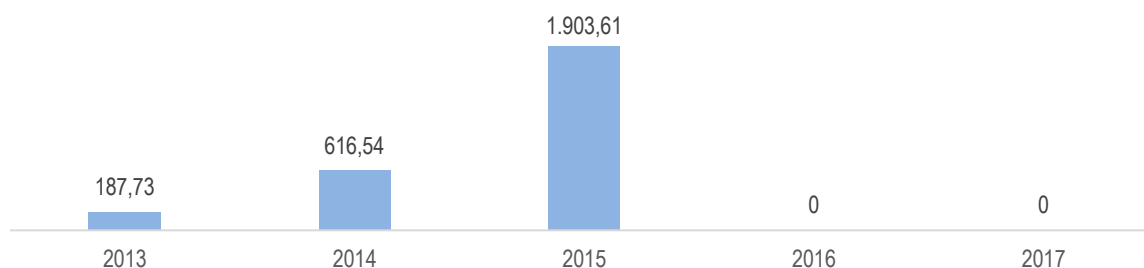
Tabel 3- Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2013-2017



Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2013-2017



Grafic 9-Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2013-2017



Grafic 10-Evoluția indicatorilor de risc în perioada 2013-2017

2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)

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

Nr crt	Indicator	Obiectiv	2017		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat	
1	Plăți restante	Menținerea plăților restante la nivel zero.	0	0	100%
2	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli) (mii lei)	Menținerea nivelului cheltuielilor de exploatare la nivelul asumat în Planul de administrare	952.321	831.262	115%
3	Rata lichidității curente "Testul acid"	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	1	5,27	527%
4	Rata de îndatorare netă	Menținerea unui nivel al ratei de îndatorare netă sub limitele stabilite pentru obținerea finanțării bancare, respectiv: 3-2017; 3-2018; 5,5-2019; 5,5-2020; 4-2021	3,00	0,08	3773%
5	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare	565.892	879.154	155%

Tabel 4 – Estimări ale indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației în 2017

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

Nr. crt.	Indicator	Obiectiv	Nr. crt.	2017		Gradul de realizare
				Planificat	Realizat	
Operaționali						
6	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani <i>l = (acțiuni realizate + demarate) / acțiuni propuse</i> 1.Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Faza I: - Obținere autorizație de construire pentru conductă	Finalizat	100%
			6.2	- Obținere autorizație de construire pentru stațiile de comprimare	Finalizat	
7	Creșterea eficienței energetice	<i>Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%</i>	7.1	<1	0,73	136,9%
Orientați către servicii publice						
8	Indicatori de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	<i>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)</i>	8.1	$IP_0^1 \geq 90\%$	0%	0%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	-	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	-	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	-	
			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	$IP_3^3 \geq 95\%$	0%	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	100%	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	100%	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	78,16%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	0%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	10,5%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	78,12%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	76,39%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	

			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	100%	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	
Guvernanță corporativă						
9	Implementarea sistemului de control intern/managerial	<i>Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 400/2015*100</i>	9.1	94%	94% Nr. ME 270251/30.01.2018 Adresa nr DSMC/2497/17.01.2018	100%
10	Satisfacția clienților	<i>Realizarea țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)</i>	10.1	7,7	7,7	100%
11	Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului	<i>Realizarea țintelor prevăzute în Planul de administrare privind implementarea cerințelor Standardului 8 din Ordinului SGG nr. 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare.</i>	11.1	- Elaborarea metodologiei privind managementul riscului	Realizat Aprobată în ședința EGR din 06.07.2017 – PV nr. DSMC/3176/07.07.2017	100%
			11.2	- Elaborarea declarației de management a riscului;	Realizat Aprobată în ședința EGR din 06.07.2017 – PV nr. DSMC/3176/07.07.2017	
			11.3	- Elaborare ROF al Echipei de Gestionare a Riscului (EGR);	Realizat Aprobat în ședința EGR din 06.07.2017 – PV nr. DSMC/3176/07.07.2017	
			11.4	- Actualizare Deciziei de constituire EGR.	Realizat Decizia nr.602/27.06.2017	
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	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 nr 12315/16.03.2017	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat	

					Adresa nr. DSMC/2497/17.01.2018. Nr. ME 270251/30.01.2018 Adresa nr.31870/07.07.2017 Nr ME 382743/17.08.2017 Adresa nr. 11925/14.03.2017 –nr. ME 381077/16.03.2017	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizat Adresa nr.7349/14.02.2018	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa nr. 38304/16.08.2017	
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	- Actualizarea site-ului societății în conformitate cu Memorandumul „Creșterea transparenței și standardizarea afișării informațiilor de interes public”	Realizat PV nr. 3 din 20.12.2017	100%
			13.2	- Cursuri de formare și perfecționare a salariaților care au atribuții de furnizare a informațiilor de interes public în scopul creșterii capabilității de furnizare a acestora (relevanța informațiilor)	Realizat (prin organizarea și desfășurarea cursului de Comunicare externă și comunicare în situații de criză)	
			13.3	- Publicarea indicatorilor tehnici alături de cei financiari pentru proiectele finanțate din fonduri externe nerambursabile	Realizat (www.transgaz.ro/ro/activitati/cooperare-internacionala/proiecte-majore-de-dezvoltare)	
			13.4	- Elaborarea politicii privind prevenirea corupției	Au fost elaborate: Declarația de politică și Politica privind prevenirea corupției Urmează în luna martie supunerea acestora spre aprobare în CA.	
			13.5	- Organizarea de cursuri de perfecționare pe teme privind integritatea,	Conform Programului de perfecționare pentru anul 2017, au fost instruiți un număr de 405 salariați, din care 360	

			corupția și fraudă (management);	manageri. Toți salariații SIG și SAI sunt programați, în trim I 2018, la cursuri cu tema Etică și Integritate. Se va lua legătura cu Serv. Antifraudă din DCC/MEc pentru stabilirea unui program de instruire.
		13.6	- Inițierea unei campanii de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției (management);	Intern: a fost transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății. Extern: conform Ord. 1244/2017, se va realiza de către Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEc.
		13.7	- Consultarea salariaților în procesul de elaborare a Planului de integritate	Realizat (prin transmiterea tuturor structurilor companiei pe email a unui Chestionar, în faza de elaborare și a draftului Planului de Integritate după elaborarea acestuia)
		13.8	- Adoptarea și distribuirea în cadrul societății a declarației de aderare la SNA;	Realizat (prin transmiterea acestuia prin email tuturor structurilor societății și postarea acestuia pe intranet)
		13.9	-Elaborare Plan de integritate;	Realizat (transmis prin Adresele nr. 8731 și 8732/23.02.2017 către Ministerul Economiei și Ministerul Justiției)
		13.10	- Aprobarea și distribuirea în cadrul societății a Planului de Integritate	Realizat (Decizia nr. 181/23.02.2017 de aprobare a Planului de Integritate împreună cu Planul de Integritate, transmise tuturor structurilor companiei prin email în data de 24.02.2017)
		13.11	- Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	Realizat (transmise prin Adresa nr. DSMC 4226/29.01.2018, împreună cu Anexa 1 – Situația incidentelor de integritate, Anexa 2- Raportare implementare măsuri SNA Ministerul Justiției și Raport la data de 30.01.2018 privind

				stadiul realizării Planului de Integritate al SNTGN TRANSGAZ SA)
		13.12	-Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet)
		13.13	_ Evaluarea semestrială a stadiului implementării SCI/M.	Realizat Adesa nr. DSMC/2497/17.01.2018 ME nr.270251/ 30.01.2018 Adresa nr. 31870/07.07.2017 – nr. ME 382743/17.08.2017 Adresa nr.11925/ 14.03.2017 – nr. ME 381077/ 16.03.2017

Tabel 5 – Realizarea indicatorilor cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componentei variabile a remunerației în anul 2017

Notă:

- Referitor la indicatorul de performanță IP_0 , având în vedere dispersia teritorială a societății precum și complexitatea procesului de implementare a procedurilor de lucru conform Standardului de performanță, Transgaz și-a propus elaborarea unei aplicații informatice separate pentru această activitate. Aplicația s-a finalizat și testat doar la începutul anului gazier curent și ca atare, nu a existat o gestionare separată a numerelor unice alocate solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor intrate, alta decât cea folosită pentru toate documentele intrate sau ieșite în/din societate. În prezent toate solicitările/ sesizările/reclamațiile sunt gestionate separat prin aplicația informatică folosită.
- Referitor la indicatorul specific de performanță IP_3^1 , conform art. 14 al H.G. 1043/2004 ce reglementează etapele de racordare, OTS are obligația să pună la dispoziția solicitantului contractul de racordare în 60 de zile de la înregistrarea cererii, nefiind instituită obligația OTS de transmitere a unui răspuns privitor la acceptul sau refuzul de racordare. În acest sens, Transgaz a luat în considerare și a respectat termenul precizat în cuprinsul acestui act normativ.
- Conform indicatorului specific de performanță IP_3^3 , care prevede ca punerea în funcțiune a unei instalații de racordare să se realizeze în termenul stabilit în contractul de racordare, la nivelul societății s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, puneri care s-au realizat la solicitarea partenerilor contractuali. Chiar dacă procesul investițional este finalizat la o anumită dată, punerea în funcțiune și exploatarea instalațiilor s-a efectuat la momentul indicat de solicitant. Astfel, acest indicator nu a fost îndeplinit din punct de vedere al Ordinului ANRE 161/2015, motivele fiind explicate mai sus.
- În ceea ce privește indicatorul specific de performanță IP_5^1 , valoarea acestui indicator nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 4 parteneri adiacenți și 236 de utilizatori de rețea au fost neinformați sau informați necorespunzător din diferite motive precum:
 - probleme tehnice a platformei HELPDESK;
 - foaia de manevră aprobată a ajuns la biroul care se ocupă cu informarea partenerilor adiacenți/utilizatorilor de rețea după finalizarea lucrării (după reluarea serviciului de transport);
 - întreruperi accidentale (fără foaie de manevră), informările electronice ajungând după reluarea serviciului de transport;
 - informarea legată de întrerupere a fost primită în afara orelor de program.
- Valoarea indicatorului specific de performanță IP_5^2 nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 9 parteneri adiacenți au fost informați doar telefonic.
- Valoarea indicatorului specific de performanță IP_6^1 nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 30 de parteneri adiacenți și 379 utilizatori de rețea au fost neinformați sau informați necorespunzător din diferite motive precum:
 - foaia de manevră a fost transmisă spre verificare și aprobare cu mai puțin de 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii (în unele cazuri nu s-a ținut cont de sărbătorile legale sau de weekend, care sunt zile

nelucrătoare), motiv pentru care foaia aprobată a ajuns la biroul care se ocupă cu informarea partenerilor adiacenți/utilizatorilor de rețea cu și mai puține zile anterior limitării/întreruperii;

- nu există informații scrise.
- În ceea ce privește valoarea indicatorului de performanță IP_6^2 , această valoare nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, deoarece prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale pentru 100 de parteneri adiacenți și utilizatori de rețea nu a fost reluată la termenul specificat în notificare. Informațiile privind nerespectarea termenului de reluare a prestării serviciului de transport țin de fiecare Exploatare Teritorială în parte.
- Referitor la indicatorul de performanță IP_7 , care prevede soluționarea solicitărilor/sesizărilor/ reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 de zile, nu s-a răspuns la un număr de 51 solicitări/ sesizări/reclamații în acest termen datorită faptului că informațiile/datele au fost furnizate de către Exploatarea Teritorială, din diferite motive, cu întârziere. Astfel, nu s-a reușit respectarea termenului impus de standard. Începând cu anul gazier curent, cu ajutorul aplicației IT, la care au acces direct și Exploatarea Teritorială din întreaga țară, se monitorizează mult mai strict fiecare solicitare/sesizare/reclamație primită și fiecare răspuns transmis.

3. PROIECTE DE DEZVOLTARE A SNT

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 2017-2026**, Plan aprobat de ANRE prin Decizia nr. 910 din 22.06.2017, prin actualizarea și completarea **Planului de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023**.

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 2017–2026 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.

Astfel proiectele propuse în **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2017 – 2026** sunt:

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria;
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;

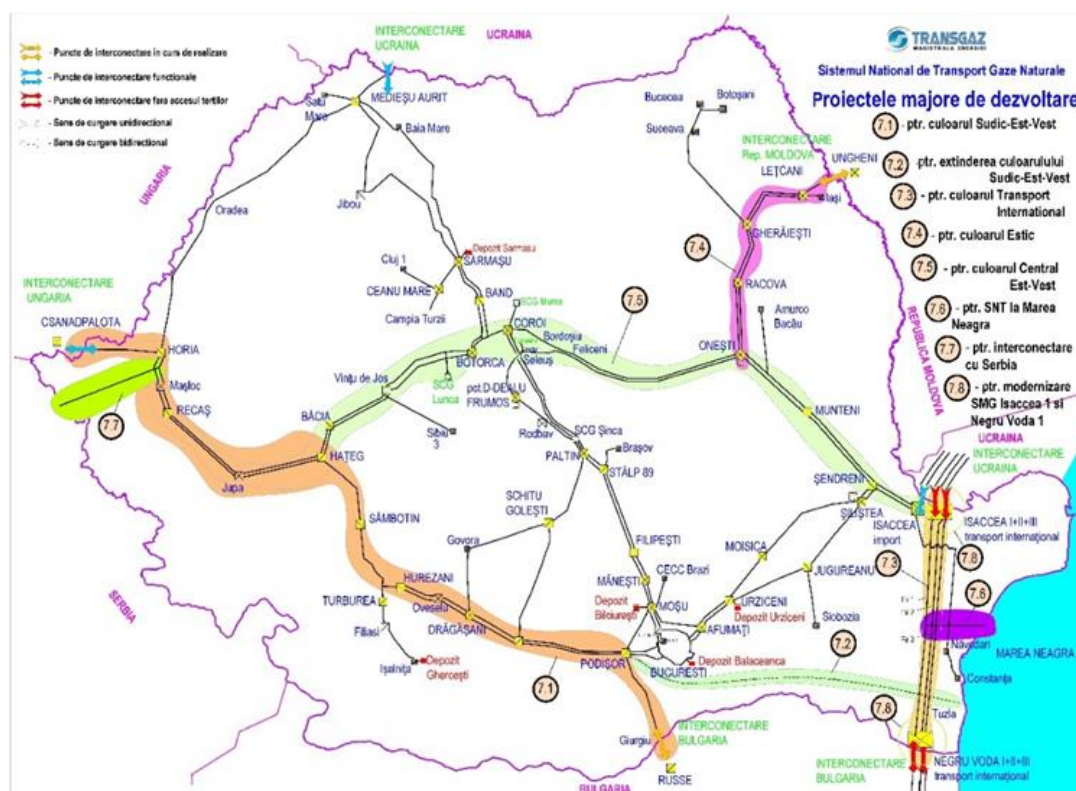


Fig. 1-Harta Proiectelor majore din SNT

1. Dezvoltarea pe teritoriul României a sistemului național de transport pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria

Proiectul vizează crearea unei capacități de transport gaze naturale între punctele de interconectare existente între sistemul românesc de transport gaze naturale și cel al Ungariei, respectiv al Bulgariei. În acest scop este necesară construcția unei conducte în lungime aproximativă de **529 km** pe traseul **Podișor–Corbu–Hațeg–Horia** și a **3 stații noi de comprimare**, la **Jupa**, **Bibești** și **Podișor**.

Valoarea totală estimată a investiției este de **547,4 milioane Euro**.

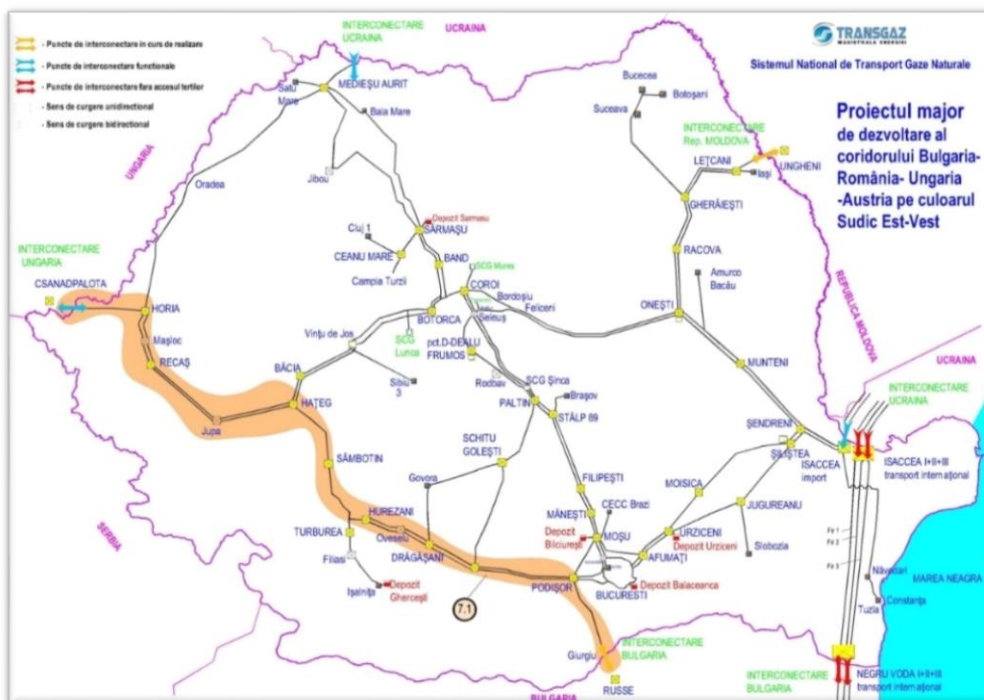


Fig. 2-Coridorul BRUA

Transgaz are în vedere dezvoltarea etapizată a Poiectului BRUA:

Faza I

- conductă de transport gaze naturale Podișor-Recaș 32” x 63 bar în lungime de 479 km;
- trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare, cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.

La finalizarea Fazei I se vor asigura următoarele capacități de transport:

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

Faza II

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

La finalizarea Fazei II se vor asigura următoarele capacități de transport:

- pe direcția Ungaria: 4,4 miliarde m³/an;
- pe direcția Bulgaria: 1,5 miliarde m³/an.

Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Obținere Acord de mediu	Finalizat

Documentații tehnice pentru obținere autorizații de construire	Finalizate atât pentru conductă cât și pentru stații de comprimare
Obținerea autorizațiilor de construire	Februarie 2017 pentru conductă Februarie 2017 pentru stațiile de comprimare
Luarea deciziei finale de investiție Faza I	Anul 2016
Construcție Faza I	Noiembrie 2019
Punere în funcțiune Faza I	Decembrie 2019
Începere operare Faza I	Decembrie 2019
Luarea deciziei finale de investiție Faza II	Decembrie 2018/februarie 2019*
Construcție Faza II	Anul 2022*
Punere în funcțiune Faza II	Anul 2022*
Începere operare Faza II	Anul 2022*

* Finalizarea Fazei II va depinde de finalizarea cu succes a procedurii de Sezon deschis pentru rezervarea de capacitate incrementală RO-HU.

Data preconizată de finalizare: anul 2019 pentru Faza I, respectiv anul 2022* pentru Faza II

Valoarea estimată: 547,4 milioane Euro, defalcată astfel:

- Faza I: 478,6 mil Euro;
- Faza II: 68,8 mil Euro.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (prima listă):** 7.1.5.
- **Proiect PCI (a doua listă):** Faza I: 6.24.2., Faza II: 6.24.7.
- **Proiect PCI (a treia listă):** Faza I: 6.24.1 poziția 2., Faza II: 6.24.4 poziția 4.

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

Stadiul actual

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 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 etapei 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 1, a fost propus să primească un grant în valoare de 179,3 milioane EUR. În 9 septembrie 2016 s-a 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.

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 electoizolante;

În cursul anului 2017 au continuat activitățile în vederea pregătirii pentru începerea lucrărilor de execuție aferente implementării Proiectului BRUA – faza I. La finele anului 2017, stadiul achizițiilor publice era după cum urmează:

- contractul pentru achiziția grupurilor de comprimare și contractul pentru achiziția îmbinărilor electoizolante - au fost semnate în cursul lunii august 2017.
- contractele pentru achiziția lucrărilor de execuție fir linear, aferente loturilor 1, 2 și 3 - au fost semnate în cursul lunii noiembrie 2017.
- contractul pentru achiziția robinetelor - în curs de semnare.
- contractul pentru achiziția materialului tubular, contractul pentru achiziția lucrărilor de automatizare și contractul pentru achiziția execuției stațiilor de comprimare – procedura de achiziție în curs de derulare.

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 National 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 Decizii 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.

La sfârșitul anului 2017 procedurile aferente emiterii deciziei exhaustive erau în curs de desfășurare.

ASPECTE PRIVIND ARHEOLOGIA

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

La finele anului 2017 erau în desfășurare activități pentru încheierea următoarelor Contracte subsecvente:

- Supraveghere arheologică instalații supraterane;
- Diagnostic arheologic intruziv;
- Cercetare arheologică preventivă a siturilor identificate în cadrul etapei de elaborare a proiectului tehnic;

ASPECTE PRIVIND BIODIVERSITATEA

Licitarea privind achiziția de servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiecte de construcție conducte de transport gaze naturale și instalații tehnice aferente fost lansată în SEAP în data de 03.10.2017. Scopul acestui demers este încheierea unui contract cadru pentru monitorizarea biodiversității și ulterior încheierea unor contracte subsecvente, inclusiv pentru proiectul BRUA. Se estimează că finalizarea licitației pentru contractul cadru va avea loc în cursul lunii mai 2018 și încheierea contractelor subsecvente pentru proiectul BRUA în cursul lunii iunie 2018.

DEMERSURI AFERENTE OBȚINERII FONDURILOR NECESARE PENTRU IMPLEMENTAREA PROIECTULUI BRUA FAZA I DE LA BANCA EUROPEANĂ DE RECONSTRUCȚIE ȘI DEZVOLTARE (BERD) ȘI BANCA EUROPEANĂ DE INVESTIȚII (BEI)

Începând cu anul 2016, SNTGN Transgaz S.A. a colaborat îndeaproape cu specialiștii BERD în scopul desfășurării procesului de *due diligence* tehnic, economic și de mediu asupra SNTGN Transgaz S.A. și asupra proiectului. Documentația de mediu și socială întocmită conform standardelor de performanță ale BERD a fost publicată în data de 12.07.2017 în dezbatere publică pentru o perioadă de 120 de zile conform politicii BERD pe paginile web ale BERD și SNTGN Transgaz S.A. În data de 13 decembrie 2017 consiliul BERD a aprobat proiectul BRUA pentru finanțare. În data de 23 februarie 2018, SNTGN Transgaz S.A. și BERD au semnat un contract de împrumut în baza căruia BERD va pune la dispoziția societății un împrumut în valoare de până la 278 milioane lei, echivalentul sumei de 60 milioane euro, având următoarele caracteristici esențiale: durata – 15 ani, termen de grație 3 ani, dobândă fixă.

În data de 27 octombrie 2017 s-a încheiat contractul de împrumut pentru suma de 50 milioane euro cu dobânda fixă în EUR pentru o perioadă de 15 ani și termen de grație de 3 ani la rambursare principal cu

Banca Europeană de Investiții, a cărei ofertă a fost desemnată câștigătoare în urma derulării unei proceduri de negociere competitivă la care BEI a participat alături de alte 3 bănci ofertante.

STADIUL ACTUAL AL PROIECTULUI BRUA – FAZA II ȘI PRINCIPALELE ETAPE DE IMPLEMENTARE

Principalele etape de dezvoltare și implementare ale Proiectului BRUA Faza II sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Etape de dezvoltare și implementare	Perioada de realizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Obținere Acord de mediu	Obținut decembrie 2016
Proiect Tehnic și Documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	Anul 2015 – Anul 2017
Construcție conductă Recaș - Horia	Anul 2021 – Anul 2022*
Amplificare stații de comprimare (SCG Podișor, SCG Bibești, SCG Jupa)	Anul 2021 – Anul 2022*
Începere operare Faza II	Anul 2022*

* Data de începere a perioadei de operare depinde de realizarea cu succes a procedurii de Sezon Deschis pentru rezervarea de capacitate și de calendarul de derulare al acestei proceduri.

Începând cu anul 2016 SNTGN Transgaz S.A., FGSZ – Ungaria și Gas Connect – Austria împreună cu autoritățile de reglementare din România, Ungaria și Austria au elaborat documentația necesară derulării unei proceduri de Sezon Deschis Angajant pentru rezervarea de capacitate pentru Punctele de Interconectare România-Ungaria și respectiv Ungaria – Austria. Acest demers a fost încurajat și sprijinit și de reprezentanți ai Comisiei Europene prin participare activă.

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

Ca urmare, SNTGN Transgaz S.A. împreună cu FGSZ au derulat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România – Ungaria. Capacitatea oferită a fost supra-subscrisă demonstrând astfel interesul pieței și asigurând viabilitatea comercială a proiectului BRUA Faza II, testele economice fiind trecute cu succes.

Utilizatorii de rețea care au rezervat capacitate în cadrul procedurii de Sezon Deschis își pot exercita dreptul de a renunța la capacitatea rezervată până la data de 14 decembrie 2018, dată la care vor fi validate rezultatele angajante ale procedurii de Sezon Deschis și se va lua Decizia Finală de investiție pentru FAZA II.

Deși SNTGN Transgaz S.A. a dorit finalizarea Fazei II la finalul anului 2020 (cum este 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.

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

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

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

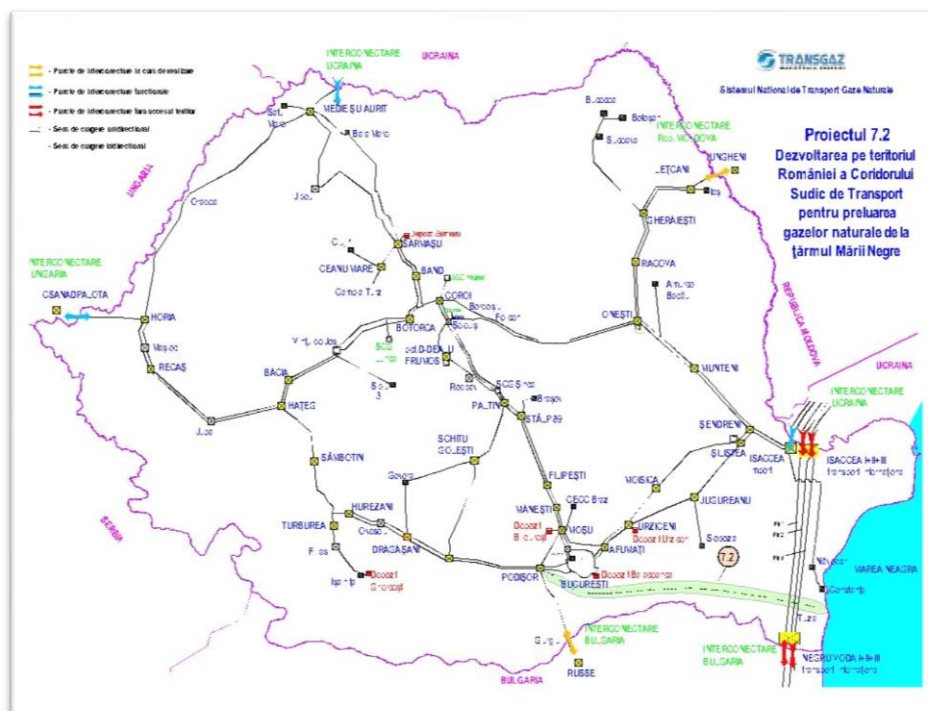


Fig. 3-Coridorul sudic Marea Neagră – Podișor

Obiectivul major al acestei investiții constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla – Podișor, în lungime de 308,2 km și Dn 1200 și Dn 1000, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BULGARIA – ROMÂNIA – UNGARIA – AUSTRIA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac – Szeged (cu Ungaria). De asemenea, această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Martie 2018
Documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	Martie 2018
Obținerea autorizațiilor de construire	Martie 2018
Luarea deciziei finale de investiție Etapa 1	Anul 2018
Construcție	2019-2020
Punere în funcțiune/începere operare	Anul 2020

Data preconizată de finalizare: anul 2020

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

Valoarea estimată: 298,4 milioane Euro.

Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.24.8
- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.4 poziția 5

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

Stadiul actual:

Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016. În cadrul studiului de fezabilitate a fost selectat traseul conductei și au fost realizate studiile topografice, geotehnice și hidrologice.

Procedura de evaluare a impactului de mediu a fost demarată conform Ordinului nr. 135/76/84/1284 din 10 februarie 2010 privind aprobarea Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private. În acest sens au fost depuse notificări privind intenția de realizare a Proiectului la cele trei Agenții Județene de Protecția Mediului (Constanța, Călărași și Giurgiu), a fost elaborat memoriul de prezentare și s-a emis decizia de încadrare.

S-a finalizat procedura de achiziție a serviciilor pentru evaluarea impactului asupra mediului și obținerea Acordului de Mediu și s-a semnat contractul de servicii cu consultantul selectat.

Consultantul a finalizat și depus la Agenția Națională pentru Protecția Mediului Studiul de Evaluare Adecvată și Raportul de Impact Asupra Mediului.

În vederea analizării calității raportului privind impactul asupra mediu, au fost desfășurate dezbateri publice pe mediu în perioada 27.12.2017 - 28.12.2017.

Datorită importanței sale, Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe **Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii** emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017. În conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** și s-a primit aprobarea acesteia în data de 23.03.2017.

S-a elaborat Conceptul privind participarea publicului pentru proiectul de interes comun „*Conductă Țărmul Mării Negre - Podișor (RO) pentru preluarea gazului din Marea Neagră*”, care a fost depus la ACPIC în data de 24.05.2017 și a fost aprobat de Ministerul Energiei în data de 27.06.2017.

În perioada 17-27.07.2017 s-au desfășurat consultările publice în următoarele locații: Tuzla, Amzacea, Cobadin, Alexandru Odobescu, Borcea, Frâsinet, Isoarele, Băneasa și Stoenesti.

În urma consultărilor publice s-a întocmit **Raportul sintetic final privind rezultatele activităților legate de participare publicului**, care s-a publicat pe site-ul companiei.

Au fost obținute Certificatele de Urbanism aferente județelor Constanța, Giurgiu și Călărași. Se află în curs de finalizare identificarea proprietarilor afectați de implementarea proiectului.

S-a demarat procedura de rezervare de capacitate în punctul PM Tuzla, conform Procedurii avizate de ANRE prin avizul nr.13/22.06.2017, în urma primirii unei cereri de capacitate incrementală în data 19.10.2017.

La data raportului se desfășura analiza cererii aferente etapei neangajante a procesului. Perioada de analiza a cererii a fost 20.10.2017-18.01.2018.

Proiectul tehnic este în curs de elaborare de către Departamentul Proiectare Cercetare. Calendarul estimativ de dezvoltare al proiectului poate suferi modificări în funcție de evoluția proiectelor offshore din amonte.

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. 994/2010;
- proiectul devine necesar și în contextul preluării în sistemul românesc de transport a gazelor naturale recent descoperite în Marea Neagră, pentru valorificarea acestora pe piața românească și pe piețele regionale.

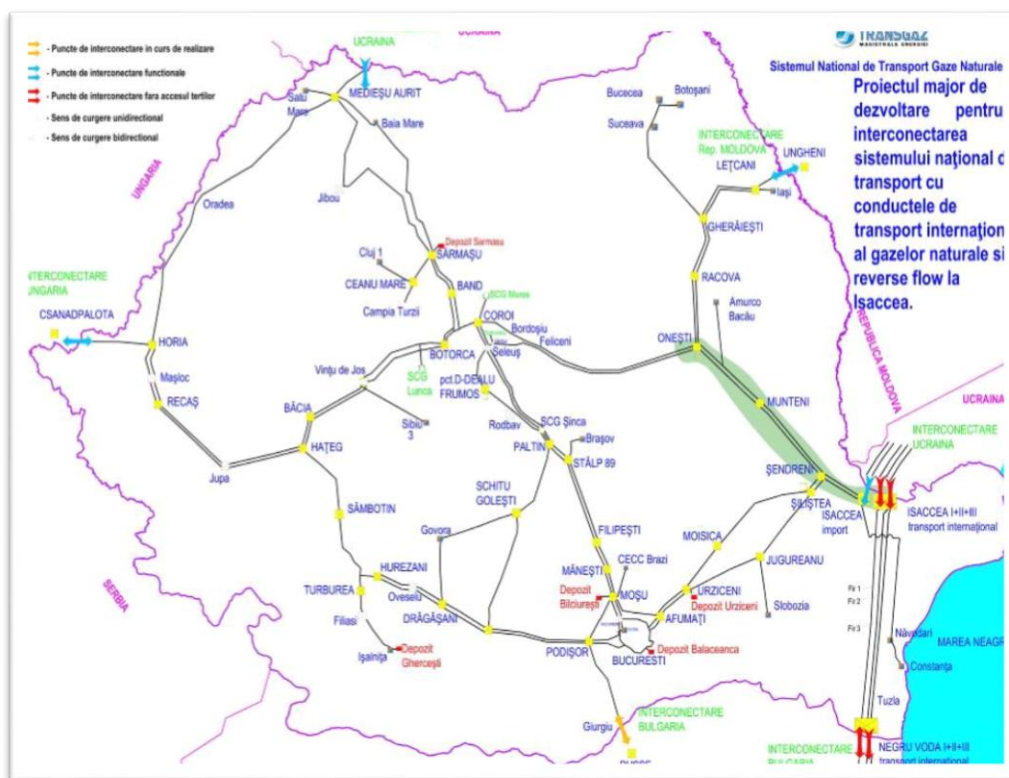


Fig. 4-Interconectare SNT cu Tranzit I la Isaccea

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

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

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare
Faza I	2018
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Martie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Aprilie 2018
Obținerea autorizațiilor de construire	Aprilie 2018
Construcție	Anul 2018
Punere în funcțiune/începere operare	Anul 2018
Faza II	2019
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Studiu de impact asupra mediului	Decembrie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Ianuarie 2019
Obținerea autorizațiilor de construire	Ianuarie 2019
Construcție	Anul 2019
Punere în funcțiune/începere operare	Anul 2019

Termen de finalizare: anul 2018 faza I, respectiv anul 2019 faza II

Valoarea estimată a investiției: 100,55 milioane EURO.

Defalcarea costurilor:

Faza I	8,36 mil. Euro
Faza II	92,19 mil. Euro
TOTAL	100,55 mil Euro

Menționăm faptul că acest proiect a fost inclus în ediția 2017 a TYNDP și face parte și din cea de a treia listă a proiectelor de interes comun la nivelul Uniunii Europene la secțiunea 6.24.10, parte a Coridorului prioritar NSI EAST.

Stadiul actual

- S-a avizat Proiectul Tehnic pentru Interconectarea SNT cu T1 la Isaccea și Documentația de Avizare a Lucrărilor de Intervenție pentru reparația conductei Cosmești – Onești.
- Se elaborează Proiectul Tehnic pentru reparația conductei Onești- Cosmești.
- S-au obținut toate certificatele de urbanism aferente fiecărei faze.
- Se află în curs de finalizare identificarea proprietarilor afectați de implementarea proiectului.
- S-au elaborat și depus Notificările de mediu la Agenția pentru Protecția Mediului (APM) Bacău, APM Tulcea, APM Galați, APM Vrancea și APM Brăila.
- Au fost obținute toate deciziile pentru etapa de evaluare inițială de la toate APM-urile mai sus menționate.
- Sunt în derulare procedurile de mediu: elaborarea memoriilor de prezentare și depunerea lor la APM, participarea la ședințele CAT, mediatizare, etc.
- Totodată, se desfășoară activitatea de elaborare și depunere la avizatori a documentațiilor pentru obținerea avizelor solicitate prin certificatele de urbanism.

Datorită importanței sale, Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe **Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii** emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017.

În conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 s-a depus la ACPIC **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** și s-a primit aprobarea acesteia în data de 17.01.2018.

În prezent se elaborează **Conceptul privind participarea publicului** și se determină locațiile în care urmează să se desfășoare consultările publice.

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.

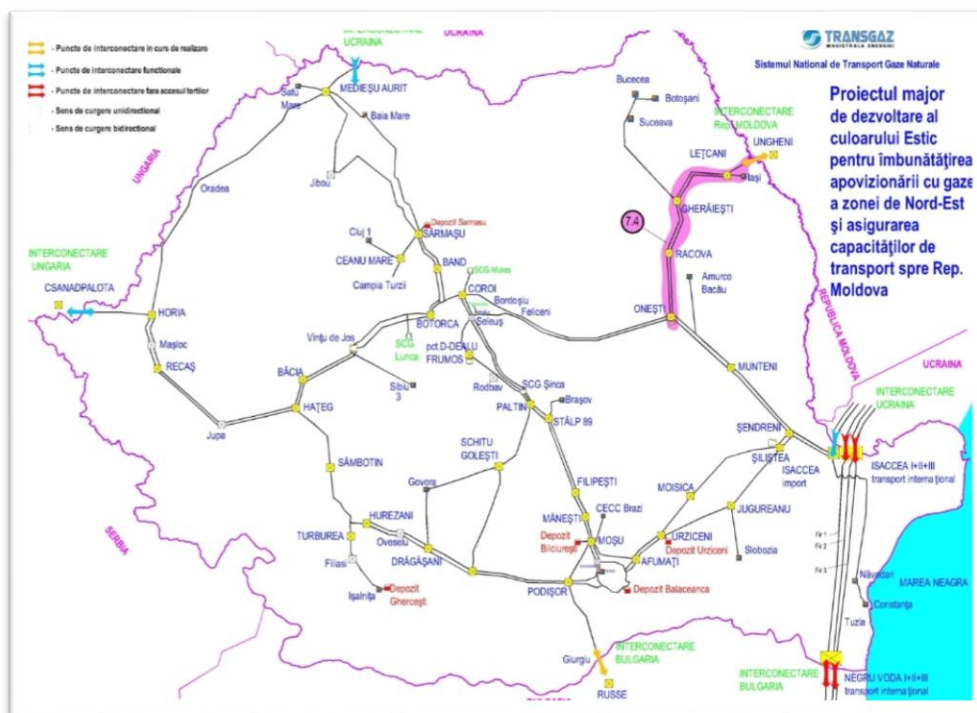


Fig. 5-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord-Est a României

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 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 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
Studiu de soluție	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Finalizarea Proiectului tehnic pentru conducte	Finalizat
Finalizarea Proiectului tehnic pentru Stațiile de Comprimare	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	Finalizat
Construcție	2018-2019
Punere în funcțiune/începere operare	2019

Data preconizată de finalizare: anul 2019

Valoarea estimată: 152,7 milioane EURO, defalcată astfel:

Conducta de transport gaze naturale Onești-Gherăiești	51,79 mil.Euro
Conducta de transport gaze natural Gherăiești-Lețcani	30,38 mil.Euro
Stație de comprimare Onești	35,29 mil.Euro
Stație de comprimare Gherăiești	35,26 mil.Euro
TOTAL	152,7 mil Euro

Încadrare proiect în planuri internaționale

Proiectul “**Dezvoltarea capacității de transport a SNT în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România – Republica Moldova**” a fost acceptat ca eligibil conform condițiilor stabilite de Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM). În cadrul acestui program, Axa Prioritară (AP) 8. – Obiectivul Strategic (OS) 8.2 – “Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine”, are o alocare financiară de circa 55 milioane euro.

Stadiul actual

Revizia 0 a Studiului de Fezabilitate a fost finalizată în luna ianuarie 2016, iar Rev. 2 a Studiului de Fezabilitate, finalizată în cursul lunii Ianuarie 2018, conține toate actualizările, ca urmare a clarificărilor privind detaliile aferente eligibilității costurilor precizate în Ghidul Solicitantului și a recomandărilor consultantului JASPERS.

În cadrul studiului de fezabilitate au fost realizate următoarele lucrări:

- studiile topografice, geotehnice și hidrologice;
- identificarea proprietarilor de-a lungul traseului conductei
- procedura privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, prin obținerea Certificatelor de Urbanism și majoritatea avizelor.

Procedura de evaluare a impactului de mediu.

Pentru acest proiect au fost emise de către Agenția Națională pentru Protecția Mediului următoarele reglementări:

- Acordul de Mediu nr. SB 3/06.07.2017;
- Decizia de Încadrare nr. 2/09.01.2018 (revizuirea acordului de mediu);

Departamentul de Proiectare și Cercetare din cadrul TRANSGAZ, a finalizat, în cursul lunii ianuarie 2018, **Proiectul Tehnic pentru conducta de transport gaze naturale, Proiectele Tehnice pentru cele două stații de comprimare cât și Proiectul Tehnic pentru Instalații electrice, protecție catodică, automatizări și securizare conductă.**

Caietele de sarcini pentru achiziția de materiale (material tubular, curbe, robinete și îmbinări electroizolante monobloc) sunt finalizate și validate de către ANAP.

S-a obținut Autorizația de construire nr. 2/15.09.2017, conform prevederilor Legii 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale.

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

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

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

Descrierea proiectului:

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

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- 82,5MW.

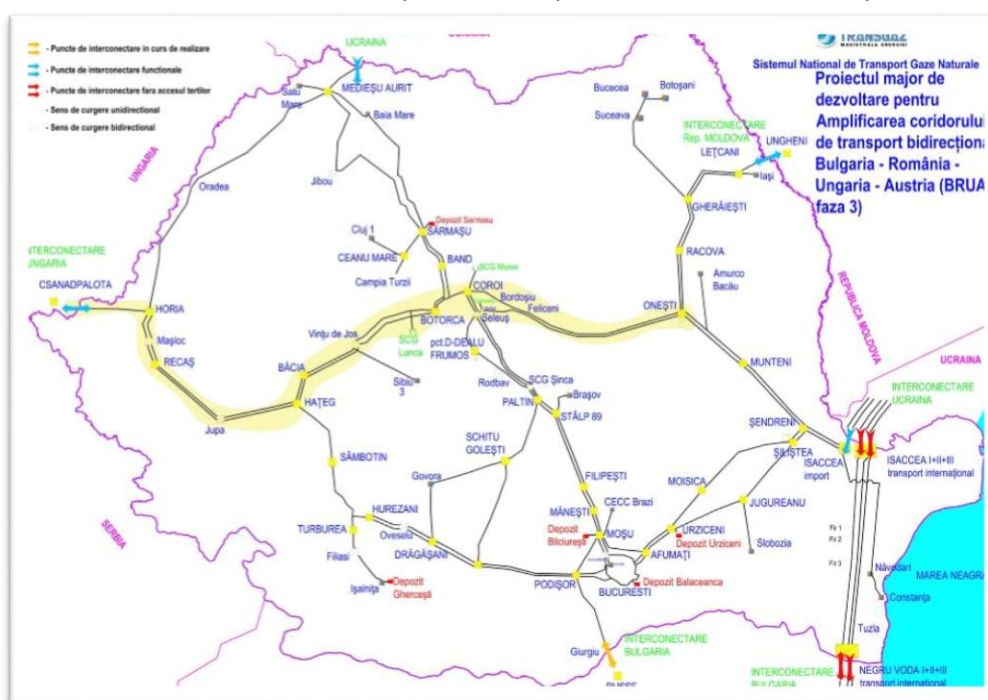


Fig. 6-Dezvoltare BRUA faza 3

În prezent 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 prin a

căror implementare urmând a se atinge obiectivele stabilite pentru realizarea acestui culoar de transport gaze naturale.

Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România–Ungaria:

- **Proiect PCI:** 6.24.10 poziția 2
- **Coridor prioritar:** NSI EAST

Proiectul va consta în următoarele:

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

2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia:

- **Proiect PCI:** 6.24.10 poziția 2
- **Coridor prioritar:** NSI EAST

Proiectul va consta în următoarele:

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

Proiectele de mai sus au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată și ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția **6.24 sub denumirea "Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–Romania–Ungaria–Austria (BRUA faza 1, 2 și 3)".**

Data preconizată de finalizare: anul 2023

Valoarea estimată: 530 milioane Euro.

Stadiul proiectului

Până în prezent a fost **finalizat studiul de prefezabilitate**.

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, perioadă aproximativă privind disponibilitatea gazelor la țărmul Mării Negre, etc.).

Subliniem 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 suplimentare este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare.

Menționăm că acest proiect promovată de Transgaz a fost inclus pe lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun publicată pe site-ul Comisiei Lista 3/2017.

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

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

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

Descrierea proiectului

Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate pentru o conductă de transport în lungime de aproximativ 25 km și diametru Dn 500, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1. În cadrul studiului au fost analizate două trasee ale conductei de transport gaze naturale, precum și diferite diametre ale acestora în funcție de capacitatea de transport.

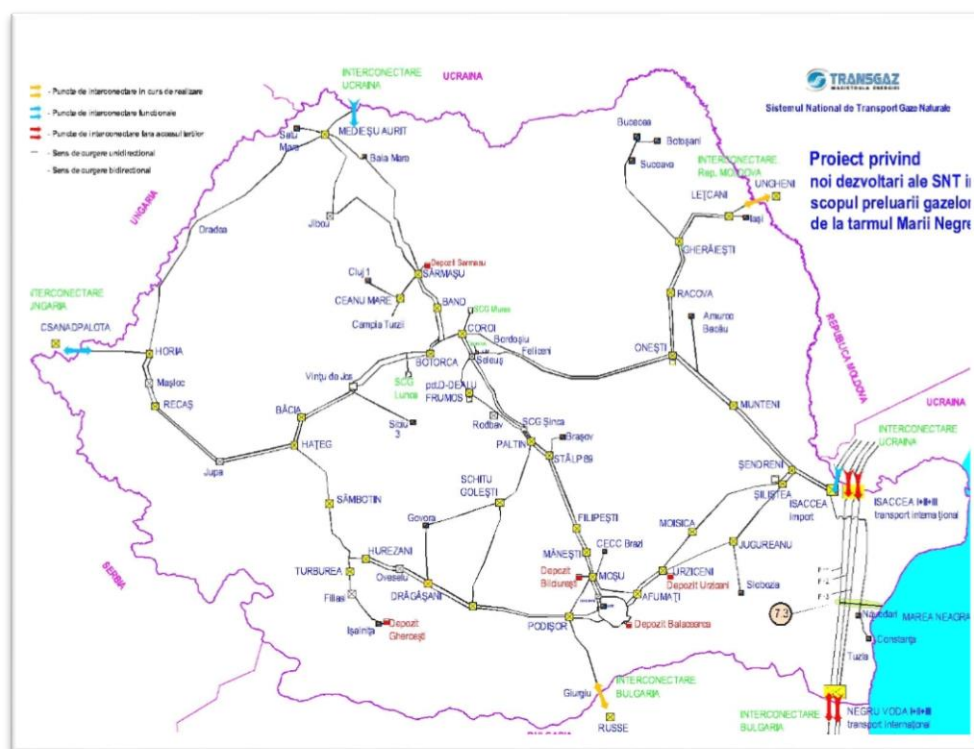


Fig. 7-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră

Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de prefazăibilitate	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	Finalizat
Luarea deciziei finale de investiție	Anul 2018
Construcție	2018-2019
Punere în funcțiune/începere operare	2019

Termen estimat de finalizare: anul 2019, acesta depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Valoarea estimată a investiției: 9,14 milioane Euro.

Stadiul proiectului:

Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic.

S-au obținut certificatele de urbanism aferente obiectivului de investiție.

S-a finalizat procedura de mediu și s-a obținut Acordul de Mediu în data de 21.11.2017.

S-a obținut Autorizația de Construire în data de 20.12.2017.

Proiectul a fost declarat Proiect de Importanță Națională prin Hotărârea Guvernului. nr. 563 din 4 august 2017.

Datorită importanței sale, Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe **Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii** emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017.

S-a demarat procedura de rezervare de capacitate în punctul PM Vadu, conform Procedurii avizate de ANRE prin avizul nr.13/22.06.2017, în urma primirii unei cereri de capacitate incrementală în data 21.07.2017. În prezent se află în desfășurare etapa angajantă a procesului.

7. Interconectarea România-Serbia-interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din 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). Cel mai apropiat punct al conductei BRUA de granița dintre România și Serbia este localitatea Mokrin, zona Arad.

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 similar de transport gaze naturale din Serbia pe direcția Arad – Mokrin în lungime de aproximativ 97 km.

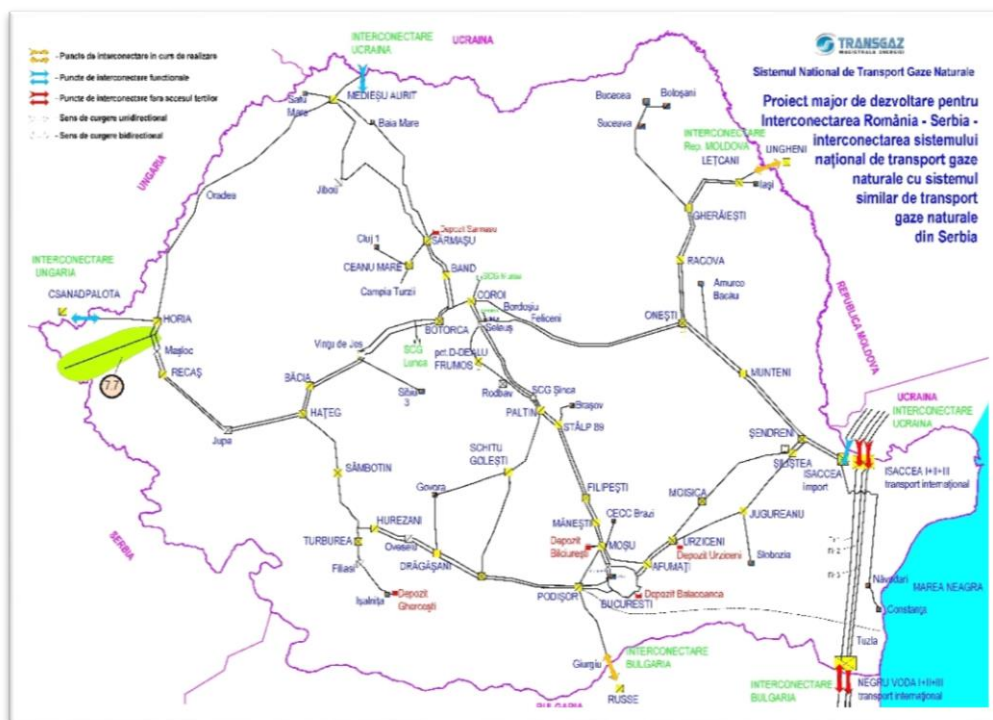


Fig. 8-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Arad–Mokrin

Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

- Construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Arad – Mokrin în lungime de aprox. 97 km din care aprox. 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici :
 - Presiunea în conducta BRUA zona Arad : 47 bar (PN BRUA – 63 bar);
 - Diametrul Conductei de interconectare : 600 mm ;
 - Capacitate transport: max. 1 mld Smc/an (115 000 Smc/h), Presiune în Mokrin: 42 bar ;
 - Capacitate transport: max. 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), Presiune în Mokrin: 35 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
Studiu de fezabilitate	februarie 2018
Proiectare	decembrie 2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	decembrie 2018
Documentație de licitație și achiziție	2019
Construcție	2019 - 2020
Punere în funcțiune/începere operare	2020

Termen estimat de finalizare: anul 2020

Valoarea totală estimată a investiției: 50,7 milioane EURO din care :

- 40,9 mil EURO conductă pe teritoriul României (inclusiv gările de lansare primire PIG)
- 8,3 mil EURO conductă pe teritoriul Serbiei (inclusiv gară de lansare primire PIG și stație de reglare)
- 1,5 mil EURO stația de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României)

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.

Stadiul proiectului

În luna februarie 2018 Departamentul de Proiectare și Cercetare a finalizat elaborarea Studiului de Prefazibilitate.

În prezent este în curs elaborarea Studiului de Fezabilitate.

8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

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

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

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

Proiectul "Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1" constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele existente ale Stațiilor de Măsurare.

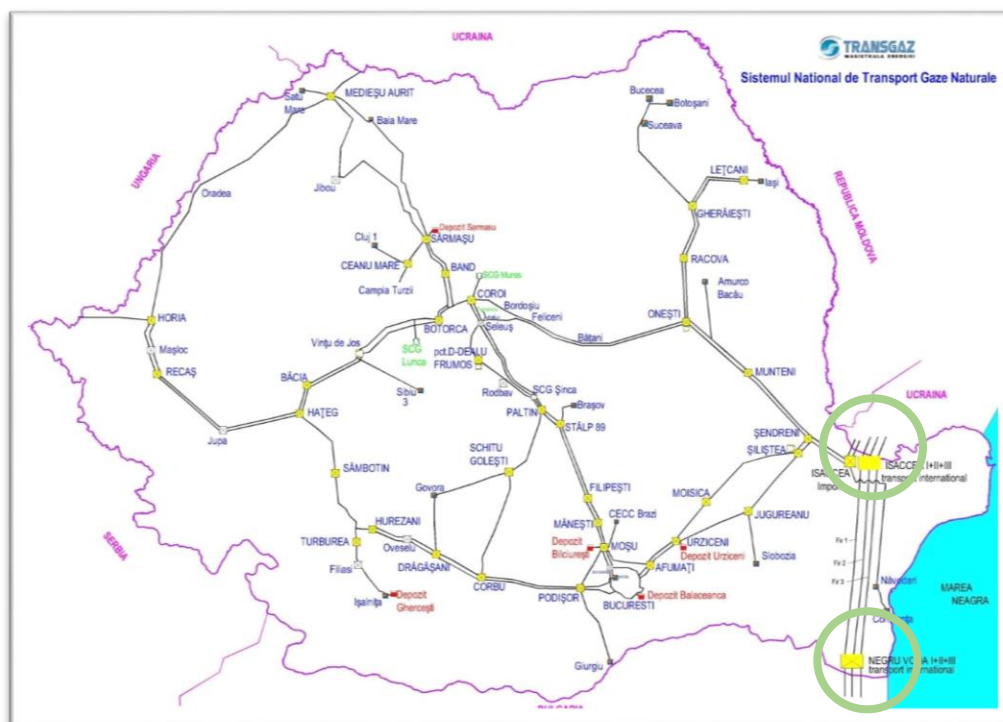


Fig. 9-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

Descrierea proiectului:

1. Stație de măsurare SMG Isaccea 1

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

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

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

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

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

2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 1

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

- separarea/filtrarea este asigurată de o baterie de separare/filtrare;

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

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

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

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

Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	2018
Proiectare	2018
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	2018
Construcție	2018 - 2019
Punere în funcțiune/începere operare	2019

Termen estimat de finalizare: anul 2019

Valoarea totală estimată a investiției : 13,9 milioane EURO din care :

- 7,1 mil EURO modernizare SMG Isaccea 1;
- 6,8 mil EURO modernizare SMG Negru Vodă 1.

Stadiul proiectului

În cadrul Departamentului Proiectare Cercetare s-a demarat elaborarea studiilor de fezabilitate pentru cele două stații de măsurare.

Grad de realizare a "Planului de dezvoltare pe 10 ani" – anul 2017

Nr. crt	Denumire proiect	Valoare totală estimată mil. Euro	Programul	Realizări 2017 (lei)	TOTAL	
					lei	mil.Euro
1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria BRUA		Studii de fezabilitate	0	4.296.872	0,95
			Proiectare	16.572.817	34.495.554	7,67
			Dezvoltare	0	-	
	TOTAL	547,4	16.572.817	38.792.426	8,62	
2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre		Studii de fezabilitate	26.155	935.391	0,21
			Proiectare	2.918.977	3.295.628	0,73
			Dezvoltare		-	0
	TOTAL	298,4	2.945.132	4.231.019	0,94	
3	Interconectarea sistemului național de transport cu conductele de transport internațional al gazelor naturale		Studii de fezabilitate	765.438	765.438	0,17
			Proiectare	383.151	383.151	0,09
			Dezvoltare	0	-	0
	TOTAL	100,55	1.148.589	1.148.589	0,26	
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	386.936	3.770.331	0,84
			Proiectare	1.840.430	3.404.116	0,76
			Dezvoltare	0	-	0
	TOTAL MOLDOVA	152,7	2.227.366	7.174.447	1,59	
5	Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania – Ungaria – Austria (BRUA faza 3)		Studii de fezabilitate		-	0
			Proiectare		-	0
			Dezvoltare		-	0
	TOTAL	530		-	0	
6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre.		Studii de fezabilitate	531.811	531.811	0,12
			Proiectare	0	-	0,00
			Dezvoltare	0	-	0,00
	TOTAL	9,14	531.811	531.811	0,12	
7	Interconectarea România - Serbia		Studii de fezabilitate	46.365	46.365	0,01
			Proiectare		-	0
			Dezvoltare		-	0
	TOTAL	42,4	46.365	46.365	0,01	
8	Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1		Studii de fezabilitate	47.410	47.410	0,01
			Proiectare		-	0
			Dezvoltare		-	0
	TOTAL	13,9	47.410	47.410	0,01	
TOTAL		1.694,49		23.519.489	51.972.067	11,55

3.2 Sistemul de comandă și achiziție date SCADA

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

Implementarea Proiectului SCADA a fost raportată ca finalizată la data de 30.11.2015. Detalierea implementării/gradului de realizare pe tipuri de obiective este redată în tabelul următor:

Tip indicator	În contract	Conectat
Dispeceratul Național Mediaș	1	1
Dispeceratul de gaze naturale București	1	1
Dispecerate Exploatari Teritoriale	9	9
SRM-uri	948	948
Robinete de linie	106	106
Noduri tehnologice	33	33
Stații de comprimare	5	5
Stații de tranzit internațional de gaze	6	6
Stații de import gaze	2	2
Depozite Subterane	7	7
Producatori interni	4	4
TOTAL	1.122	1.122

Sistemul Informatic SCADA permite:

- asigurarea transmiterii, în timp real, a datelor tehnologice (presiune, debit, temperatură, calitate gaze, putere calorifică) la dispeceratul național;
- 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.

Având în vedere necesitatea extinderii sistemului SCADA și la alte obiective SNT, prin HCA nr. 29/2016 s-a dispus constituirea în cadrul Departamentului de Operare a Direcției Automatizări și SCADA.

În anul 2017 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:

- Mentenanță sisteme industriale:
- Integrări/execuție locații noi/relocări/recepții lucrări:
- Participări în comisii tehnice/licitații:
- Rapoarte de analiză tehnică (instrumentație SCADA–enumerare solicitări interne/externe și mod de rezolvare/soluționare).

Detaliat activitatea Direcției Automatizări și SCADA este prezentată în **Anexa 1**.

Realizarea Programelor de Modernizare Dezvoltare Investiții și Aprovizionare, la nivelul Direcției Automatizări și SCADA este:

Program Modernizare Dezvoltare Investiții:

- în scopul menținerii funcționalității sistemului SCADA se află:
 - în fază de achiziție: piese de schimb sistem SCADA - echipamente de telecomunicații;
 - în fază de analiză/elaborare documentație: suplimentare licențe SCADA.
- în scopul identificării obiectivelor care necesită realizarea/retehnologizarea/modernizarea instalațiilor de alimentare electrică, distribuție, automatizare și monitorizare video au fost efectuate analize și acțiuni de documentare tehnică la obiective aparținând de Exploatarea Teritorială Craiova, Constanța, Arad și București;
- s-au achiziționat și montat instalații de climatizare la Nodurile Tehnologice Sâmbotin și Ceanu Mare pentru asigurarea mediului ambiant recomandat pentru funcționarea în parametri optimi a tablourilor de automatizare și alimentare cu energie electrică.

Program Aprovizionare:

- în vederea susținerii programelor de mentenanță și garanție a sistemului SCADA au fost demarate/finalizate:
 - achiziția conform contractului 600/22.12.2016, „Accesorii electronice, electromecanice și electrotehnice”-piese de schimb, echipamente, SDV;
 - achiziția „Acumulatori electrici–Sistem SCADA Transgaz” se află în faza de semnare a contractului;
 - înaintarea în vederea publicării, a caietului de sarcini „Accesorii electronice, electromecanice și electrotehnice–Sistem SCADA Transgaz”–faza de publicare a documentației de achiziție;
 - întocmirea caietului de sarcini „Materiale, consumabile, echipamente, piese de schimb, scule, dispozitive și verificatoare necesare desfășurării activităților specifice de mentenanță, relocare, integrare de noi echipamente în scopul asigurării funcționării în parametri proiectați a sistemului SCADA”–faza de elaborare a documentelor.
- în vederea menținerii funcționalității sistemelor industriale de acționare/automatizare au fost demarate/finalizate:
 - întocmirea caietului de sarcini „Achiziție instrumente de măsurare a mărimilor electronice, trusă de electronist, scule de mână”;
 - finalizarea „Achiziției instalațiilor de climatizare pentru controlul microclimatului din camerele de automatizare în Nod Tehnologic Ceanu Mare și Nod Tehnologic Sâmbotin”.

În martie 2017, au fost inițiate discuții cu Autoritatea de Management din cadrul Programului Operațional Infrastructura Mare (AM POIM), în colaborare cu departamentele de specialitate ale SNTGN TRANSGAZ SA, referitor la posibilitatea finanțării din fonduri europene nerambursabile a unor proiecte Transgaz cu specific direct sau adiacent zonei de activitate a Direcției Automatizări și SCADA. Discuțiile tehnice și procedurale s-au purtat pe tematici privind posibilitatea realizării unor proiecte din fonduri POIM neutilizate în alte domenii de activitate în perioada 2014-2017.

Proiectele propuse de către TRANSGAZ care au fost analizate și au prezentat un potențial finanțabil din fonduri nerambursabile sunt:

- realizarea unui Sistem Național de Protecție Catodică;
- utilizarea microgeneratoarelor pentru transformarea energiei cinetice în energie electrică.

În colaborare cu Direcția Fonduri Europene, sunt monitorizate permanent oportunitățile atragerii de noi fonduri europene nerambursabile și pentru alte proiecte situate în zona de activitate și interes tehnic a Direcției Automatizări și SCADA:

- realizarea politicilor/cerințelor privind elementele definitorii ale strategiei de securitate cibernetică pentru sistemele industriale la nivelul TRANSGAZ;
- realizarea/extinderea procedurilor de intervenție tehnică prin aplicația software HelpDesk;
- inițierea elementelor de strategie privind modalitatea de realizare a mentenanței în instalațiile electrice și de acționare/automatizare industrială.

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.

La 31.12.2017, situația poziției financiare se prezintă astfel:

Denumire indicator	31.12.2017	31.12.2016	Dinamica (%)
	mii lei	mii lei	
0	1	2	3=1/2
Imobilizări necorporale	2.490.561	2.583.473	96,40%
Imobilizări corporale	558.555	588.078	94,98%
Imobilizări financiare	233	0	0,00%
Creante comerciale si alte creante	660.031	626.403	105,37%
Active imobilizate	3.709.380	3.797.954	97,67%
Stocuri	82.092	83.715	98,06%
Creanțe comerciale și alte creanțe	379.452	523.488	72,49%
Casa și conturi la bănci	1.062.353	949.293	111,91%
Active circulante –TOTAL	1.523.897	1.556.496	97,91%
TOTAL ACTIV	5.233.277	5.354.450	97,74%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	273.602	305.333	89,61%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	1.238.525	1.211.416	102,24%
Total datorii	1.512.127	1.516.749	99,70%
Capitaluri proprii	3.721.150	3.837.701	96,96%
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	1.648.718	1.765.269	93,40%
Total capitaluri proprii si datorii	5.233.277	5.354.450	97,74%

Tabel 6-Situația poziției financiare a societății în perioada 2016-2017

Imobilizări necorporale

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 scăzut cu 92.912 mii lei comparativ cu 31.12.2017, aceasta fiind determinată în principal de faptul că îmbunătățirile aduse sistemului național de transport nu depășesc cheltuiala cu amortizarea acestora.

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 scădere de 29.523 mii lei comparativ cu 31.12.2016, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale și reclasificările imobilizărilor nu au depășit cheltuiala cu amortizarea privind imobilizările corporale.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare au crescut cu 233 mii lei datorită înființării pe teritoriul Republicii Moldova a societății EUROTRANSGAZ SRL Chișinău, prin HAGEA 10 din data de 12.12.2017 a SNTGN Transgaz SA Medias.

Creanțe comerciale și alte creanțe aferente imobilizărilor

Creșterea creanței față de ANRM la 31 decembrie 2017 cu suma de 33.628 mii lei, 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.

Societatea a recunoscut începând cu anul 2014 o creanță aferentă valorii rămase reglementate și un venit în avans.

Venitul în avans se recunoaște în contul de profit și pierdere pe durata rămasă a acordului de concesiune. Creșterea de **33.628** mii lei față de 31 decembrie 2016 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate.

Stocuri

La 31 decembrie 2017 stocurile au înregistrat o scădere de 1.623 mii lei comparativ cu 31 decembrie 2016, în special pe seama creșterii ajustărilor pentru deprecierea materialelor consumabile.

Creanțe comerciale și alte creanțe

La 31 decembrie 2017, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe **a scăzut cu 144.036 mii lei** față de 31 decembrie 2016, această scădere fiind determinată în principal de următorii factori:

- **scăderea soldului creanțelor clienți cu 118.095 mii lei** care este determinată în special de scăderea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional ;
- **scăderea avansurilor către furnizori cu 47 mii lei;**
- **înregistrarea subvențiilor primite în sumă de 61 mii lei;**
- **creșterea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 29.168 mii lei;**
- **creșterea soldului altor creanțe cu 3.213 mii lei.**

Casa și conturi la bănci

La 31 decembrie 2017 numerarul societății a crescut cu 113.060 mii lei comparativ cu sfârșitul anului 2016, această creștere fiind determinată de faptul că disponibilitățile din conturile bancare în lei au scăzut cu 244.587 mii lei și cele din conturile de depozite bancare în valută au crescut cu 357.598 mii lei, în conturile de casa și echivalente de numerar se înregistrează o creștere de 49 mii lei.

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 2016:

- **creșterea soldului datoriilor comerciale și a altor datorii cu 3.926 mii lei** în principal pe seama creșterii datoriilor comerciale cu 32.760 mii lei, scăderii datoriilor aferente redevențelor cu 12.638 mii lei, a scăderii TVA de plată cu 1.817 mii lei, a scăderii TVA neexigibil cu 24.275 mii lei, a creșterii soldului dividendelor de plată cu 1.258 mii lei, a scăderii soldului altor impozite cu 2.321 mii lei, a creșterii sumelor de plată către angajați cu 1.544 mii lei, a creșterii altor datorii cu 9.413 mii lei;

- **scădere provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 422 mii**, pe seama anulării provizionului cu participarea salariaților la profit aferent anului 2016, valoare depășită cu 85 mii lei de provizionul constituit pentru anul 2017 și a diminuării provizionului aferent contractul de mandat cu 507 mii lei față de cel aferent anului 2016.
- **scăderea datoriei privind impozitul pe profit curent cu suma de 34.085 mii lei**, ca urmare a plății impozitului curent de plata transa IV plăți anticipate în luna decembrie 2017.
- **scăderea părții curente a provizionului pentru beneficiile angajaților cu suma de 1.149 mii lei**.

Datorii pe termen lung

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- Inregistrarea primei tranșe a împrumutului contract la data de 27 octombrie 2017 pentru finanțarea proiectului “Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria” (“BRUA Faza 1”) în sumă de 69.896 mii lei.
- **scăderea provizionului pentru beneficiile angajaților cu suma de 13.275 mii lei**
- **scăderea veniturilor înregistrate și a subvențiilor cu 27.192 mii lei**, scădere determinată în principal de înregistrarea la venituri a părții corespunzătoare perioadei curente a creanței aferentă domeniului public, care este depășită de recalcularea creanței recunoscute ca urmare a modificărilor legislative, prin care Societatea are dreptul de a recupera valoarea rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar al Sistemului Național de Transport;
- **reducerea datoriei privind impozitul pe profit amânat cu 2.321 mii lei** este cauzată în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz.

Capitaluri proprii

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat. Scăderea rezultatului reportat cu 116.551 mii lei este determinată în special de repartizarea profitului pentru anul 2016 care a depășit profitul aferent anului 2017.

4.2 Rezultatul global

Situația contului de profit și pierdere la 31.12.2017

Nr. crt.	Specificație	Realizat 31 decembrie				
		2013	2014	2015	2016	2017
0	1	2	3	4	5	6
1.	VENITURI					
1.1	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.516.640	1.655.319	1.663.398	1.815.385	1.749.946
1.2	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	161.741	136.635	211.125	118.504	63.950
1.3	Venituri din activitatea de echilibrare				57.404	120.686
1.4	Venituri financiare	40.721	33.375	43.237	32.231	190.546
2.	CHELTUIELI					
2.1	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	981.647	1.063.751	1.077.219	1.125.268	1.085.220
2.2	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	161.741	136.635	211.125	118.504	63.950
2.3	Cheltuieli cu gazele de echilibrare				56.093	120.686
2.3	Cheltuieli financiare	148.957	14.356	22.315	9.683	150.227
3.	PROFIT BRUT. din care:	426.758	610.587	607.101	713.975	705.045
3.1	Rezultat din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	534.994	591.568	586.179	690.117	664.726
3.2	Rezultat din activitatea de echilibrare	X	X	X	1.311	0
3.3	Rezultat financiar	-108.236	19.019	20.922	22.547	40.319
4.	IMPOZIT PE PROFIT	99.954	108.071	118.372	119.410	122.984
5.	PROFIT NET	331.408	502.516	488.729	594.565	582.061
6.	Alte elemente ale rezultatului global	3.832	-16.131	10.211	-1.026	17.826
7.	Rezultatul global total aferent perioadei	335.240	486.385	498.940	593.539	599.887

Tabel 7-Situația contului de profit și pierdere în perioada 2013-2017

Veniturile din exploatare

Veniturile activității de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12, realizate în perioada 01.01-31.12.2017 se prezintă astfel:

Nr. crt.	Specificații	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2017	2016	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Venituri din activitatea de transport intern gaze			
	- mii lei	1.338.047	1.360.355	98,36
	- MWh*)	138.108.028	129.786.374	106,41
	- lei/MWh	9,69	10,48	92,43
	- mii mc*	12.869.908	12.074.677	106,59
	- lei/1000 mc	103,97	112,66	92,28
2.	Venituri din activitatea de transport internațional			
	- mii lei	333.290	328.571	101,44
3.	Alte venituri din exploatare			
	- mii lei	78.609	126.459	62,16
TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		1.749.946	1.815.385	96,40

* cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

Tabel 8- Veniturile activității de exploatare-Realizări 2017 vs. Realizări 2016

Cheltuieli de exploatare

Cheltuielile activității de exploatare realizate în perioada 01.01.-31.12.2017 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2016 se prezintă astfel:

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2017	2016	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Amortizare	214.428	208.663	102,76
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natură salarială și beneficii acordate angajaților	385.228	369.161	104,35
3.	Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate, din care:	105.032	110.011	95,47
	- Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport	73.831	84.406	87,47
	cantitate consum tehnologic MWh	1.012.875	1.184.300	85,53
	- Materiale auxiliare	23.664	21.580	109,66
	- Alte cheltuieli material	7.537	4.025	187,21
4.	Cheltuieli cu redevențe	167.134	168.893	98,96
5.	Întreținere și transport, din care:	27.398	29.569	92,65
	- Lucrări, servicii executate de terți	13.954	16.547	84,32
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	71.564	67.544	105,95
	- Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	7.438	7.275	102,24

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2017	2016	
	- Impozit pe monopol	58.212	52.989	109,86
	- Impozit pe construcții speciale	0	1.418	0,00
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	1.273	1.707	74,55
8.	Alte cheltuieli de exploatare	113.164	169.718	66,68
TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12		1.085.220	1.125.268	96,44

Tabel 9- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2017 vs. 2016

4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

Situația fluxurilor de trezorerie la 31 decembrie 2017 este redată în tabelul următor:

INDICATOR	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2017	2016
Profit înainte de impozitare	705.045	713.975
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	214.428	208.663
Provizion pentru deprecierea imobilizărilor necorporale	1.847	2.204
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-133	163
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	-422	270
Provizioane pentru garanții	2.614	0
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-26.405	-21.186
Provizioane pentru beneficiile angajaților	1.694	1.437
Provizioane pentru deprecierea stocurilor	9.089	1.698
Pierdere din creanțe și debitori diverși	3	2.381
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	26.554	99.420
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajaților	1.708	4.038
Venituri din dobânzi	-22.903	-21.277
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	364	-81
Venituri din dreptul de creanță asupra valorii reglementate rămase neamortizată la încetarea acordului de concesiune	-29.953	-27.967
Alte venituri	-337	-307
Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant	883.193	963.431
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	110.307	-265.248
(Creștere)/descreștere stocuri	-7.468	-11.421
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	2.221	61.851
Numerar generat din exploatare	988.254	748.613
Dobândă plătită	0	0
Dobânzi primite	3.435	3.985
Impozit pe profit plătit	-160.915	-123.280
Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare	830.774	629.318
Flux de trezorerie din activități de investiții		

INDICATOR	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2017	2016
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-85.240	-182.260
Încasări din cedarea de imobilizări corporale	281	0
Investiții imobilizări financiare	-233	0
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	12.761	126.070
Numerar net utilizat în activități de investiții	-72.431	-56.190
Flux de trezorerie din activități de finanțare		
Împrumut	69.896	0
Dividende plătite	-715.180	-324.633
Numerar net utilizat în activități de finanțare	-645.285	-324.633
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	113.059	248.495
Numerar și echivalent de numerar la început de an	949.293	700.798
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	1.062.352	949.293

Tabel 10 - Situația fluxurilor de trezorerie - 2017 vs. 2016

Din analiza fluxului de numerar la 31 decembrie 2017 se constată **o creștere a disponibilităților** cu **113.059 mii lei** comparativ cu 31 decembrie 2016.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar sunt:

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 830.774 mii lei, cu 201.456 mii lei mai mare decât în anul 2016;
- fluxul de numerar utilizat în activitatea de investiții este de 72.431 mii lei, cu 16.241 mii lei mai mic decât în anul 2016;
- fluxul de numerar utilizat în activitatea de finanțare este de 645.285 mii lei, cu 320.652 mii lei mai mic decât în anul 2016.

La data de 31 decembrie 2017, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 1.062.352 mii lei, din care 53,18% reprezentau disponibilități denuminate în valută, majoritatea în EURO.

4.4 Evaluarea activității de prestare a serviciului de transport gaze naturale

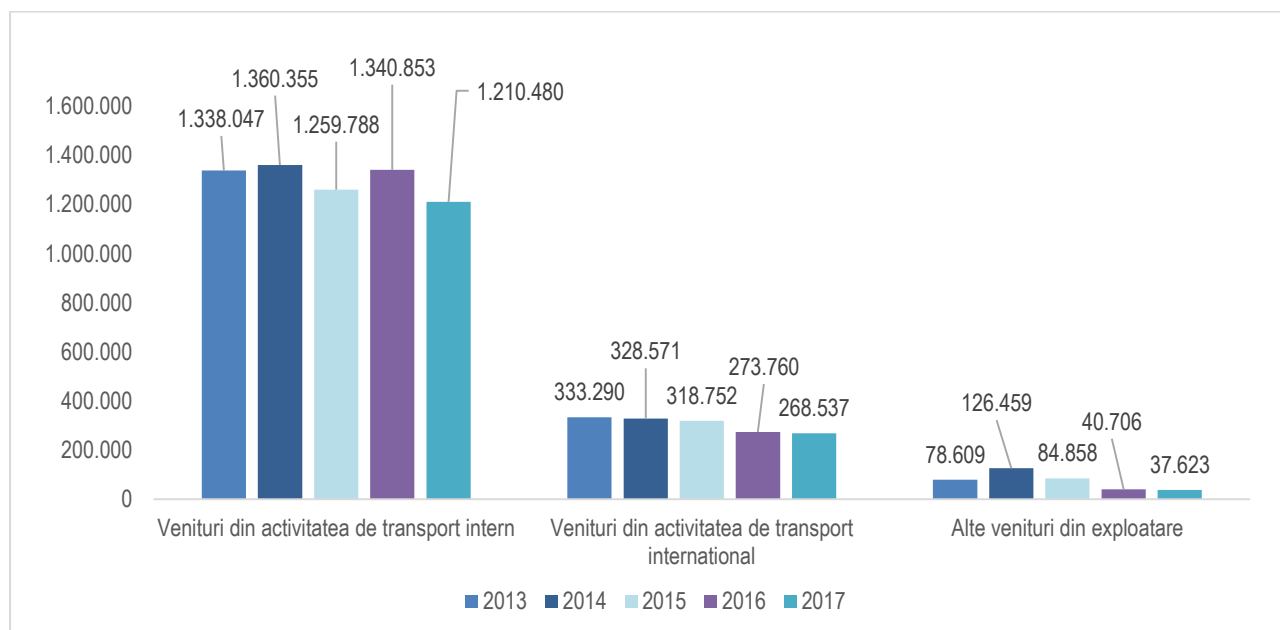
Activitatea de transport gaze naturale prin SNT vizează peste 90% din gazele naturale consumate în România și din acest motiv se poate considera că societatea:

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

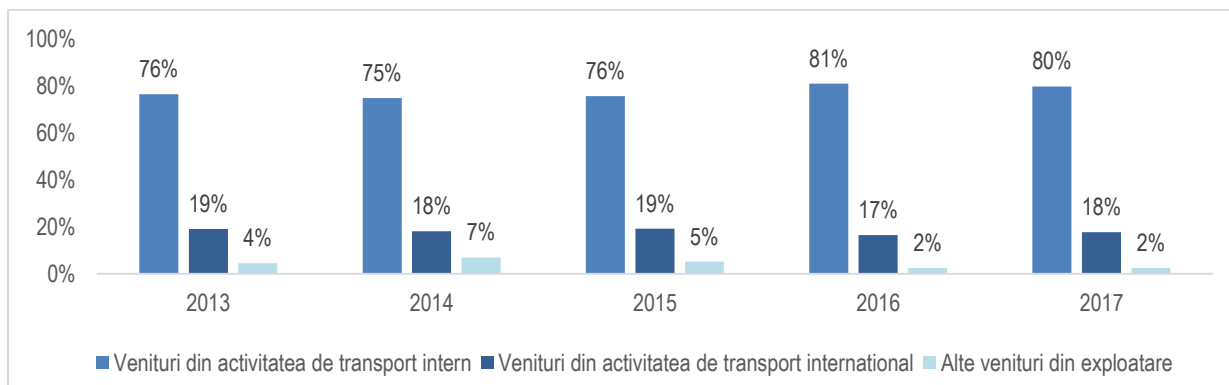
Nr. crt	Specificații	Realizat 31 decembrie					Dinamica (%)
		2017	2016	2015	2014	2013	
0	1	2	3	4	5	6	7=2/3*100
1.	Venituri din activitatea de transport						
	- mii lei	1.338.047	1.360.355	1.259.788	1.340.853	1.210.480	98,36
	- MWh*	138.108.028	129.786.374	131.259.673	126.703.188	119.741.363	106,41
	- lei/MWh	9,69	10,48	9,60	10,58	10,11	92,43
	- mii mc*	12.869.908	12.074.677	12.294.693	11.883.713	11.258.941	106,59
	- lei/1000 mc	103,97	112,66	102,47	112,83	107,51	92,28
2.	Venituri din activitatea de transport internațional						
	- mii lei	333.290	328.571	318.752	273.760	268.537	101,44
3.	Alte venituri din exploatare						
	- mii lei	78.609	126.459	84.858	40.706	37.623	62,16
4.	TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de activitatea de echilibrare și de construcții conform cu IFRIC12						
	Mii lei	1.749.946	1.815.385	1.663.398	1.655.319	1.516.640	96,40

* cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

Tabel 11 - Evoluția veniturilor din transportul intern și internațional al gazelor naturale în perioada 2013-2017



Grafic 11-Structura veniturilor din exploatare în perioada 2013-2017



Grafic 12-Ponderea activităților în totalul veniturilor din exploatare în perioada 2013-2017

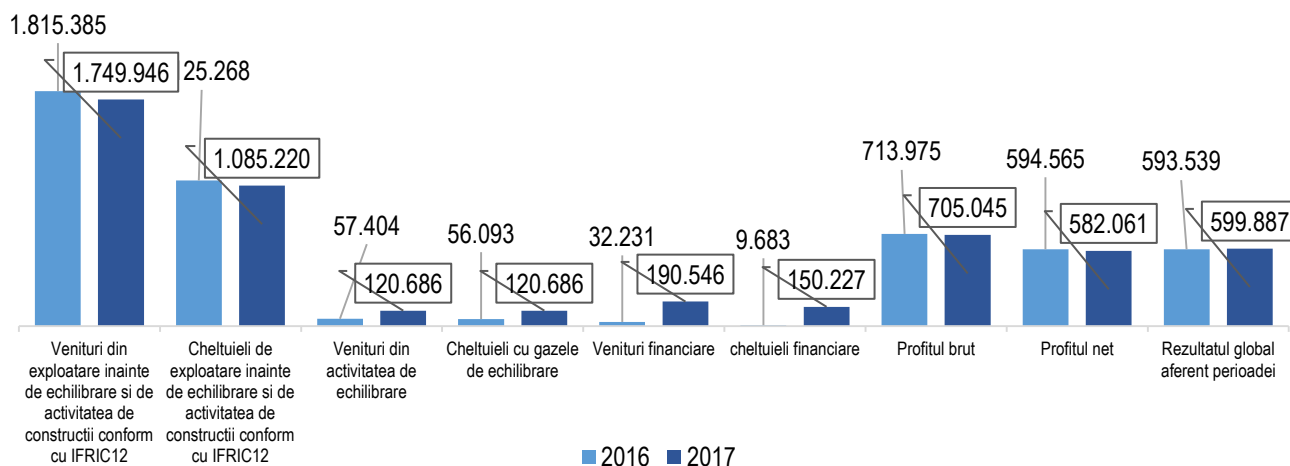
Din totalul veniturilor din exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 realizate în perioada 01.01-31.12.2017 circa 19% sunt realizate în valută, din activitatea de transport internațional al gazelor naturale.

Realizări 2017 versus Realizări 2016

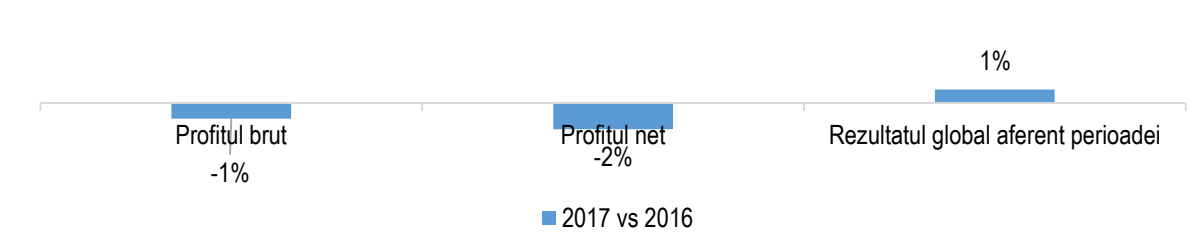
Situația rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2017 față de realizările perioadei similare ale anului 2016 este prezentată în tabelul de mai jos: *mii lei*

Denumirea	Realizat 2017	Realizat 2016	Modificări
1	2	3	4=2/3x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.749.946	1.815.385	-4%
Venituri din activitatea de echilibrare	120.686	57.404	110%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	63.950	118.504	-46%
Venituri financiare	190.546	32.231	491%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.085.220	1.125.268	-4%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	120.686	56.093	115%
Costul activelor conform cu IFRIC12	63.950	118.504	-46%
Cheltuieli financiare	150.227	9.683	1451%
PROFITUL BRUT -total, din care:	705.045	713.975	-1%
· din exploatare	664.726	690.117	-4%
· din activitatea financiară	40.319	22.547	79%
Impozitul pe profit	122.984	119.410	3%
PROFITUL NET	582.061	594.565	-2%
Alte elemente ale rezultatului global	17.826	-1.026	-1.838%
Rezultatul global total aferent perioadei	599.887	593.539	1%

Tabel 12 - Rezultatele financiare 2017 vs. 2016



Grafic 13 - Rezultate financiare 2017 vs. 2016 (mii lei)



Grafic 14- Rezultate financiare 2017 vs. 2016 (%)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 scad cu 4% față de realizările anului 2016, înregistrându-se o scădere de 65.439 mii lei.

Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:

- **veniturile obținute din rezervarea de capacitate** mai mici cu **6.818 mii lei** pe seama:
 - **capacității rezervate** mai mici cu 86.724.046 MWh, cu influență negativă de 166.777 mii lei;
 - **tarifului de rezervare a capacității** mai mare cu 0,449 lei/MWh, determinat de creșterea rezervărilor pe termen scurt, cu influență pozitivă de 159.959 mii lei.
- **veniturile obținute din componenta volumetrică** mai mici cu **15.490 mii lei** din cauza:
 - **tarifului volumetric** mai mic cu 0,348 lei/MWh cu o influență nefavorabilă de 49.919 mii lei pe seama scăderii ponderii componente variabile în total venituri de la 40% la 35%;
 - **cantității de gaze transportate** mai mare față de anul 2016 cu 8.321.654 MWh/795.231 mii mc (▲ 6%), detaliată pe categorii de consumatori astfel:

		12 luni 2016	12 luni 2017	Diferențe
Cantitate transportată pentru consumatori direcți	MWh	53.346.659	59.201.654	5.854.995
	Mii mc	4.968.826	5.537.653	568.827
Cantitate transportată pentru distribuții	MWh	76.439.715	78.906.375	2.466.660
	Mii mc	7.105.851	7.332.255	226.404
Total*)	MWh	129.786.374	138.108.028	8.321.654
	Mii mc	12.074.677	12.869.908	795.231

*cantitatea transportată pentru care se facturează servicii de transport

Tabel 13 - Cantitatea de gaze naturale facturate 2017 vs. 2016

Începând cu al șaselea an al celei de-a treia perioade de reglementare (2017 – 2018), modul de alocare a venitului total care a stat la baza stabilirii tarifelor pentru activitatea de transport este de **65%** pentru componenta fixă și **35%** pentru componenta volumetrică. Acest lucru conduce la o redistribuire a veniturilor din transport astfel: **diminuarea veniturilor din transport în trimestrele de iarnă pe seama scăderii veniturilor din volumele transportate și respectiv creșterea veniturilor din transport în trimestrele de vară pe seama creșterii veniturilor din rezervarea de capacitate, comparativ cu anul gazier anterior.**

- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mari cu **4.719 mii lei** datorită variațiilor cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
- *alte venituri din exploatare* mai mici cu **47.850 mii lei**, din cauza, în principal, a prescrierii în anul 2016 a majorărilor de întârziere aferente unor dividende achitate cu întârziere din perioada 2000-2003 în valoare de 51.718 mii lei, venituri care nu se regăsesc în realizările anului 2017.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **63.283 mii lei** pe seama următorilor factori:

- cantitate mai mare cu 761.271 MWh cu influență favorabilă de 59.225 mii lei;
- preț de tranzacționare mai mare cu 2,71 lei/MWh, cu o influență pozitivă de 4.058 mii lei.

Veniturile din activitatea de construcții mai mici cu **54.554 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 **158.315 mii lei** datorită reluării la venituri a provizionului constituit pentru deprecierea participației Transgaz la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH în valoare de 138.544.435 lei. În luna septembrie 2017 s-a obținut decizia Tribunalului Comercial Viena prin care societatea Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC") a fost radiată iar societatea a scos la 30 septembrie 2017 din evidențele sale contabile activul în valoare de 138.544.435 lei concomitent cu reluarea la venituri a provizionului constituit în anii precedenți pentru aceeași valoare.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 scad cu **4%** față de anul 2016, nivelul acestora fiind cu **40.048 mii lei** mai mic.

Societatea a înregistrat economii de 71.495 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieți:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport a scăzut cu **10.575 mii lei** datorită a doi factori:

- cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică cu 171.425 MWh/13.631 mii mc (▼ 14%), cu o influență favorabilă de 12.218 mii lei;
- prețul mediu de achiziție pe anul 2017 mai mare față de anul 2016 cu 1,62 lei/MWh, cu o influență negativă de 1.642 mii lei;
- întreținere și transport: 2.172 mii lei;
- cheltuieli cu redevențe: 1.759 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 56.989 mii lei, în principal pe seama reducerii provizioanelor pentru riscuri și cheltuieli și pentru deprecierea activelor curente (-63.652 mii lei).

S-au înregistrat depășiri de 31.447 mii lei, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu amortizarea mijloacelor fixe: 5.765 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 16.067 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 4.020 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte materiale: 5.595 mii lei.

Cheltuielile financiare au înregistrat o creștere de **140.544 mii lei** pe seama eliminării din evidențele contabile la 30 septembrie 2017 a activului în valoare de 138.544.435 lei reprezentând participația Transgaz la capitalul social al societății Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC").

Comparativ cu realizările anului 2016 profitul brut realizat pe anul 2017 este mai mic cu 1%, respectiv cu 8.930 mii lei.

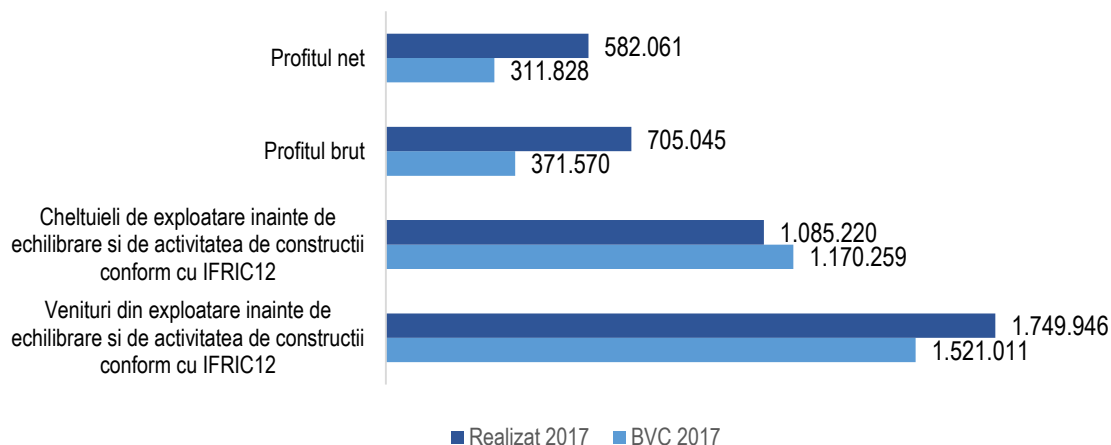
Realizări 2017 versus Buget 2017

Principalii indicatori economico-financiar realizati în anul 2017, comparativ cu prevederile din BVC aprobat prin Hotărârea AGOA nr.1/27 aprilie 2017 sunt prezentați în tabelul de mai jos:

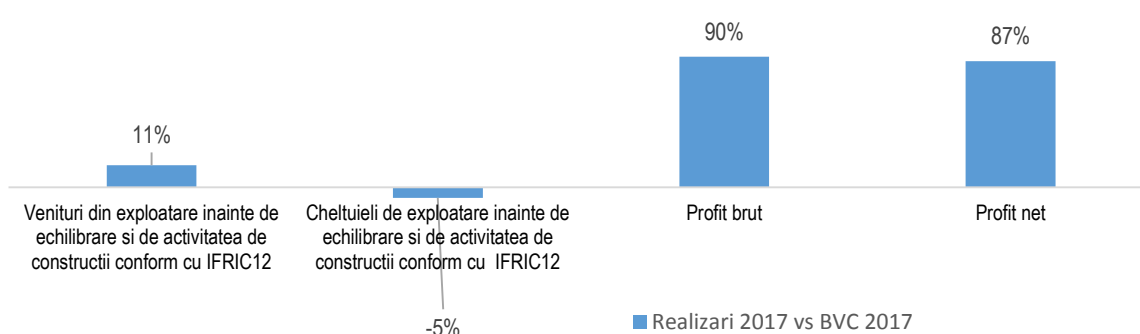
mii lei

Denumirea	BVC 2017	Realizat 2017	Modificare
1	2	3	4=3/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.521.011	1.749.946	15%
Venituri din activitatea de echilibrare	56.337	120.686	114%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	597.692	63.950	-89%
Venituri financiare	30.826	190.546	518%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.170.259	1.085.220	-7%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	56.337	120.686	114%
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	597.692	63.950	-89%
Cheltuieli financiare	10.007	150.227	1401%
REZULTATUL BRUT, din care:	371.570	705.045	90%
<i>din exploatare</i>	350.751	664.726	90%
<i>din activitatea financiară</i>	20.819	40.319	94%
Impozitul pe profit	59.742	122.984	106%
PROFITUL NET	311.828	582.061	87%

Tabel 14 - Rezultate financiare 2017 vs. Buget 2017



Grafic 15 – Realizat vs. Buget 2017 (mii lei)



Grafic 16 – Realizat vs. Buget 2017 (%)

Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 cresc cu **228.935 mii lei** față de cele prevăzute în BVC. Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **219.540 mii lei**, datorită:
 - *capacității rezervate* mai mari cu 28.602.737 MWh cu o influență pozitivă de **171.687 mii lei**, creștere determinată în principal de facturarea contravalorii depășirilor de capacitate rezervată aferente anului 2017 în valoare de 122.906 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;
 - *cantității de gaze transportate* mai mare față de cea planificată cu 14.571.202 MWh/1.270.206 mii mc (▲ 12%) cu o influență pozitivă de **47.853 mii lei**
- Veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o creștere de **9.248 mii lei** determinată de variațiile cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
- Alte venituri din exploatare au crescut cu **147 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC în principal din cauza veniturilor aferente creanței pentru valoarea reglementată neamortizată a investiției rămase la sfârșitul acordului de concesiune reversat lunar la alte venituri din exploatare.

Veniturile din activitatea de echilibrare au înregistrat o creștere de **64.349 mii lei** pe seama următorilor factori:

- preț de tranzacționare mai mic cu 7,59 lei/MWh, cu o influență negativă de 11.375 mii lei;
- cantitate mai mare cu 859.602 MWh cu influență favorabilă de 75.724 mii lei.

Veniturile financiare au înregistrat o creștere de **159.720 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC datorită reluării la venituri a provizionului constituit pentru deprecierea participației Transgaz la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH în valoare de 138.544.435 lei. În luna septembrie 2017 s-a obținut decizia Tribunalului Comercial Viena prin care societatea Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC") a fost radiată iar societatea a scos la 30 septembrie 2017 din evidențele sale contabile activul în valoare de 138.544.435 lei concomitent cu reluarea la venituri a provizionului constituit în anii precedenți pentru aceeași valoare.

Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și construcții conform cu IFRIC12 înregistrează o scădere de **7%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **85.040 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

S-au înregistrat economii de 147.413 mii lei, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **6.130 mii lei**, datorită a doi factori:
 - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel prevăzut în BVC cu 1,62 lei/MWh cu o influență negativă de 1.642 mii lei;
 - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 109.060 MWh/10.103 mii mc (▼ 10%), cu o influență pozitivă de 7.773 mii lei;
- întreținere și transport: 67.644 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 29.230 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 32.772 mii lei;
- amortizare: 712 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 10.925 mii lei.

S-au înregistrat depășiri de 62.373 mii lei, în principal la următoarele elemente de cheltuieli:

- redevența pentru concesionarea SNT: 22.879 mii lei;
- cheltuieli cu impozitele datorate statului: 3.350 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 36.144 mii lei, în principal din cauza constituirii în cursul anului 2017 a provizioanelor pentru deprecierea creanțelor.

Cheltuielile financiare sunt mai mari decât nivelul prevăzut în BVC cu **140.220 mii lei** pe seama eliminării din evidențele contabile la 30 septembrie 2017 a activului în valoare de 138.544.435 lei reprezentând participația Transgaz la capitalul social al societății Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC").

Profitul brut este cu 90% mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu 333.475 mii lei superior prevederilor din BVC, iar profitul net cu 87% mai mare decât cel programat, respectiv cu 270.233 mii lei mai mare decât cel din BVC.

Realizări 2017 versus Plan de administrare 2017

Indicatorii cheie de performanță financiari aprobați prin Hotărârea AGOA nr.12/2017 au fost fundamentați pe baza datelor din Bugetul de venituri și cheltuieli al societății aprobat prin HAGOA nr.1/2017. Nivelul indicatorilor de performanță financiari realizați comparativ cu cei prevăzuți în planul de administrare este redat mai jos:

mii lei

Nr.crt.	Criteriu de performanță	Plan administrare	Realizat	Procent	Dif
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	952.321	831.262	115%	-121.059
3.	Rata lichidității imediate	1	5,27	527%	4
4.	Rata de îndatorare netă	3	0,08	3773%	-3
5.	EBITDA - mii lei	565.892	879.154	155%	313.262

4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar

Factori de risc financiar

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

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

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

Riscul de piață

Riscul valutar

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

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

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

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

	31 decembrie 2017	31 decembrie 2016
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului USD cu 10%	38.536	150.839
Deprecierii dolarului USD cu 10%	(38.536)	(150.839)
Aprecierii Euro cu 10%	64.842.955	36.308.626
Deprecierii Euro cu 10%	(64.842.955)	(36.308.626)

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 3.067.062 lei (decembrie 2016: 3.545.065 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/mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 3.629.530 lei mai mic/mai mare (decembrie 2016: 2.946.452 lei mai mic/mai mare), ca efect net 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 provizioanele 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 61,02 % din soldurile de creanțe comerciale la 31 decembrie 2017 (31 decembrie 2016: 71%).

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

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

	31 decembrie 2017	31 decembrie 2016
Fără rating	4.400.920	5.265.922
BB	355.439.685	335.096.959
BB +	0	4.192.200
BBB-	3.901.284	974.762
BBB	224.008.353	495.423.597
BBB+	474.084.727	107.867.942
A	138.479	139.154
AA	190.822	193.562
	1.062.164.270	949.154.098

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

Riscul de lichiditate

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

Societatea previzionează fluxurile de trezorerie.

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

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

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

Tabelul de mai jos prezintă obligațiile la 31 decembrie 2017 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2017:

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

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2017:

	Sumă totală	Mai puțin de 1 an	1-5 ani	peste 5 ani
Datorii comerciale și alte datorii	91.358.089	91.358.089	-	-
	91.358.089	91.358.089	-	-

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată, datorii către Ministerul Economiei 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:

Active financiare	31 decembrie 2017	31 decembrie 2016
Numerar și echivalente de numerar	622.330.653	204.335.217
Depozite bancare la termen	440.021.181	744.958.019
Credite și creanțe	1.004.745.959	1.115.871.835
Active financiare disponibile pentru vânzare	24.578.237	163.122.672
Provizioane privind activele financiare disponibile pentru vânzare	(24.578.237)	-163.122.672
	2.067.097.793	2.065.165.071

Datorii financiare	31 decembrie 2017	31 decembrie 2016
Datorii evaluate la cost amortizat	-	-
Împrumuturi	69.895.500	-
- Garanții financiare contracte	5.488.821	4.724.822
- Datorii comerciale și alte datorii	121.579.861	86.633.267
	196.964.182	91.358.089

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 2017, strategia societății, care a rămas neschimbată din 2016 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții.

Gradul de îndatorare net a fost nul la 31 decembrie 2017 și 31 decembrie 2016:

	31 decembrie 2017	31 decembrie 2016
Total împrumuturi	69.895.500	-
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	(1.062.351.834)	(949.293.236)
Poziția netă de numerar	(992.456.334)	(949.293.236)

Estimarea valorii juste

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

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

Se consideră că valoarea contabilă minus provizionul pentru deprecierea creanțelor și 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 similar

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

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

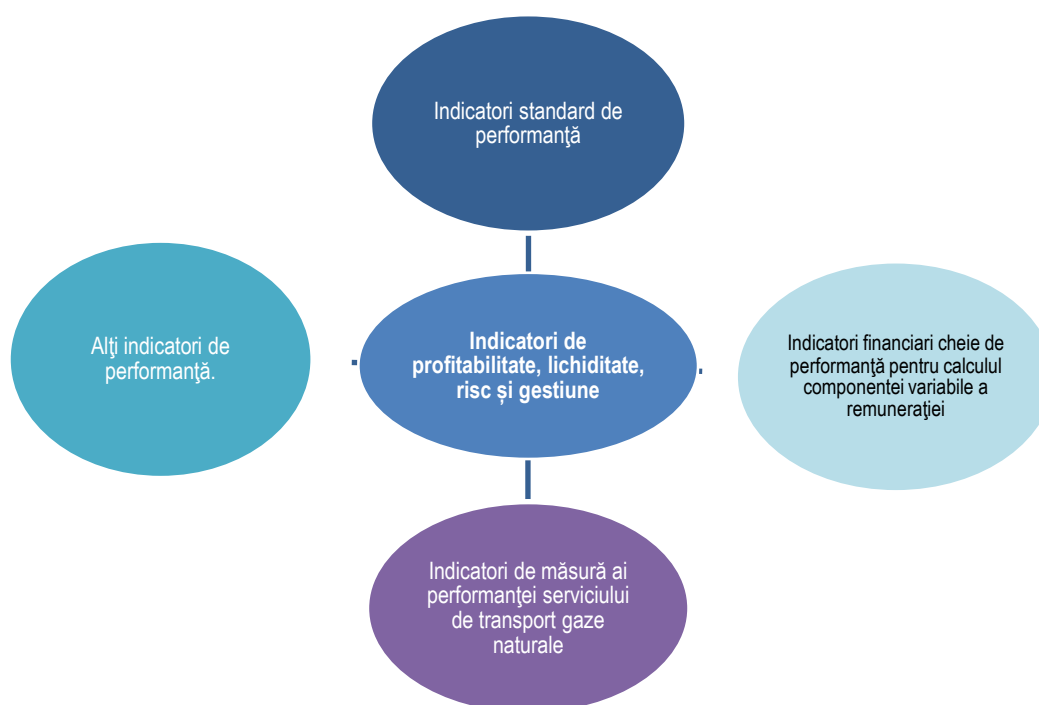


Fig. 10-Indicatori de performanță

1. INDICATORI STANDARD DE PERFORMANȚĂ

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2017	Realizat 2017	Grad de realizare %
Investiții puse în funcțiune mii lei	Realizarea nivelului programat	92.670	54.286	58,58
EBITDA –mii lei	Creșterea EBITDA	565.892	879.154	155,36
Productivitatea muncii–lei/pers	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr.mediu de personal)	321	396	123,39
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)	255.126	307.210	83,05
Consumul tehnologic-%	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	100	90	110,77
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare-lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	769	620	124,00

Tabel 15 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2017

2. INDICATORI DE PROFITABILITATE, LICHIDITATE, RISC ȘI GESTIUNE

Estimarea performanțelor Transgaz în perioada 2017 - 2021 și prin prisma următorilor indicatori:

Nr. crt	Indicatori	Formula de calcul	2017	Realizat 2017	2018	2019	2020	2021
1.		Indicatori de profitabilitate						
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	37,71%	48,84%	33,04%	37,73%	45,75%	55,24%
		Cifra de afaceri						
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	15,70%	23,63%	12,47%	13,17%	17,14%	22,96%
		Capitaluri proprii						
	Rata profitului brut	Profitul brut	24,76%	39,17%	18,35%	22,68%	16,17%	16,90%
		Cifra de afaceri						
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	8,65%	15,64%	5,80%	6,75%	5,17%	5,98%
		Capitaluri proprii						
2.		Indicatori de lichiditate						
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	3,09	5,57	1,58	1,01	1,29	1,90
		Datorii pe termen scurt						
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	2,97	5,27	1,39	0,91	1,11	1,66
		Datorii pe termen scurt						
3.		Indicatori de risc						
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,86%	1,88%	16,78%	66,78%	85,28%	87,29%
		Capitaluri proprii						
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	1.343,88	x	X	X	3,62	3,67
		Cheltuieli cu dobânda						
4.		Indicatori de gestiune						
	Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	99,81	142,85	70,04	78,84	67,38	58,25
		Cifra de afaceri						
	Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	62,62	19,43	74,29	166,22	79,08	40,13
		Cifra de afaceri						

Tabel 16 – Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2017 – 2021

3. INDICATORI CHEIE DE PERFORMANȚĂ pentru calculul componente variabile a remunerației

A. Indicatori cheie de performanță – financiari

Nr crt	Indicator	Obiectiv	2017		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat	
1	Plăți restante	Menținerea plăților restante la nivel zero.	0	0	0
2	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli) (mii lei)	Menținerea nivelului cheltuielilor de exploatare la nivelul asumat în Planul de administrare	952.321	831.262	115%
3	Rata lichidității curente "Testul acid"	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	1	5,27	527%
4	Rata de îndatorare netă	Menținerea unui nivel al ratei de îndatorare netă sub limitele stabilite pentru obținerea finanțării bancare, respectiv: 3-2017; 3-2018; 5,5-2019; 5,5-2020; 4-2021	3	0,08	3773%
5	EBITDA (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare	565.892	879.154	155%

Tabel 17 – Valoarea indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2017

4. INDICATORI DE MĂSURĂ AI PERFORMANȚEI SERVICIULUI DE TRANSPORT GAZE NATURALE

Indicator de performanță al serviciului de transport	Formula de calcul al indicatorilor	OBIECTIV	Realizat
IPO Înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/ reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale	$IP_0^1 = \frac{N_{T0} + N_{T2}}{N_{inreg} - N_{clasate}} \times 100\%$	$IP_0^1 \geq 90\%$	0%
IP1 Respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale	$IP_1^1 = \frac{N_{Rparametrii10}}{N_{TRparametrii} - N_{RCLparametrii}} \times 100\%$	$IP_1^1 \geq 95\%$	-
	$IP_1^2 = \frac{N_{verificareP24}}{N_{TverificareP}} \times 100\%$	$IP_1^2 \geq 95\%$	-
	$IP_1^3 = \frac{N_{Rcalitate15}}{N_{TRcalitate} - N_{RCLcalitate}} \times 100\%$	$IP_1^3 \geq 95\%$	-
	$IP_1^4 = \frac{N_{Rmasurare15}}{N_{TRmasurare} - N_{RCLmasurare}} \times 100\%$	$IP_1^4 \geq 95\%$	100%
	$IP_1^5 = \frac{N_{Vmasurare2}}{N_{TRmasurare} - N_{RCLmasurare}} \times 100\%$	$IP_1^5 \geq 95\%$	100%
IP2 Accesul la ST	$IP_2^1 = \frac{N_{acces}}{N_{Taccres}} \times 100\%$	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%
	$IP_2^2 = \frac{N_{Raccres15}}{N_{TRaccres} - N_{RCLaccres}} \times 100\%$	$IP_2^2 \geq 95\%$	-

Indicator de performanță al serviciului de transport	Formula de calcul al indicatorilor	OBIECTIV	Realizat
IP3 Racordare la ST	$IP_3^1 = \frac{N_{racordare}}{N_{TCracordare}} \times 100\%$	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%
	$IP_3^2 = \frac{N_{Rracordare15}}{N_{TRracordare} - N_{RCLracordare}} \times 100\%$ %	$IP_3^2 \geq 95\%$	-
	$IP_3^3 = \frac{N_{IR}}{N_{TIR}} \times 100\%$	$IP_3^3 \geq 95\%$	0%
	$IP_3^4 = \frac{N_{Rperpif15}}{N_{TRperpif} - N_{RCLperpif}} \times 100\%$	$IP_3^4 \geq 95\%$	-
IP4 Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST	$IP_4^1 = \frac{N_{Rrefacere15}}{N_{TRrefacere} - N_{RCLrefacere}} \times 100\%$	$IP_4^1 \geq 95\%$	100%
IP5 Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale	$IP_5^1 = \frac{N_{U6}}{N_{Uafectati}} \times 100\%$	$IP_5^1 \geq 98\%$	78,16%
	$IP_5^2 = \frac{N_{U24}}{N_{Uafectati}} \times 100\%$	$IP_5^2 \geq 98\%$	0%
IP6 Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale	$IP_6^1 = \frac{N_{U5}}{N_{Uafectati}} \times 100\%$	$IP_6^1 \geq 98\%$	10,5%
	$IP_6^2 = \frac{N_{Ureluare}}{N_{Uafectati}} \times 100\%$	$IP_6^2 \geq 98\%$	78,12%
IP7 Soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul prezentului standard	$IP_7^1 = \frac{N_{SSR30}}{N_{TSSR} - N_{SSRclasate}} \times 100\%$	$IP_7^1 \geq 80\%$	76,39%
IP8 Tel Verde	$IP_8^1 = \frac{N_{Atimp60}}{N_{Atotal}} \times 100\%$	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%
	$IP_8^2 = \frac{N_{ASC6}}{N_{ASCtotal}} \times 100\%$	$IP_8^2 \geq 98\%$	100%
IP9 Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale	$IP_9^1 = \frac{N_{comp30}}{N_{TCcomp}} \times 100\%$	$IP_9^1 \geq 90\%$	-

* Standardul de performanță stabilește nivelurile indicatorilor de performanță pentru următoarele activități:

- racordarea la SNT a solicitanților, incluzând soluționarea cererilor acestora, realizarea unor noi instalații de racordare/modificarea unor instalații de racordare existente și reamenajarea terenurilor afectate de lucrările de realizare a acestora;
- asigurarea siguranței și a continuității serviciului, în conformitate cu prevederile contractuale și dispozițiile legale aplicabile în domeniu;
- soluționarea reclamațiilor și sesizărilor solicitanților/utilizatorilor SNT cu privire la serviciul realizat de către OST, altele decât cele menționate la lit. (a) și (b);
- rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale;
- soluționarea reclamațiilor solicitanților și utilizatorilor SNT la adresa OST, legate de îndeplinirea obligațiilor de către acesta, conform standardului de performanță.

Notă:

Referitor la indicatorul de performanță $[IP]_{-0}$, având în vedere dispersia teritorială a societății precum și complexitatea procesului de implementare a procedurilor de lucru conform Standardului de performanță, Transgaz și-a propus elaborarea unei aplicații informatice separate pentru această activitate. Aplicația s-a finalizat și testat doar la începutul anului gazier curent și ca atare, nu a existat o gestionare separată a numerelor unice alocate solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor intrate, alta decât cea folosită pentru toate

documentele intrate sau ieșite în/din societate. În prezent toate solicitările/ sesizările/reclamațiile sunt gestionate separat prin aplicația informatică folosită.

Referitor la indicatorul specific de performanță $[[IP]]_{3^1}$, conform art. 14 al H.G. 1043/2004 ce reglementează etapele de racordare, OTS are obligația să pună la dispoziția solicitantului contractul de racordare în 60 de zile de la înregistrarea cererii, nefiind instituită obligația OTS de transmitere a unui răspuns privitor la acceptul sau refuzul de racordare. În acest sens, Transgaz a luat în considerare și a respectat termenul precizat în cuprinsul acestui act normativ.

Conform indicatorului specific de performanță $[[IP]]_{3^3}$, care prevede ca punerea în funcțiune a unei instalații de racordare să se realizeze în termenul stabilit în contractul de racordare, la nivelul societății s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, puneri care s-au realizat la solicitarea partenerilor contractuali. Chiar dacă procesul investițional este finalizat la o anumită dată, punerea în funcțiune și exploatarea instalațiilor s-a efectuat la momentul indicat de solicitant. Astfel, acest indicator nu a fost îndeplinit din punct de vedere al Ordinului ANRE 161/2015, motivele fiind explicate mai sus.

În ceea ce privește indicatorul specific de performanță $[[IP]]_{5^1}$, valoarea acestui indicator nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 4 parteneri adiacenți și 236 de utilizatori de rețea au fost neinformați sau informați necorespunzător din diferite motive precum:

probleme tehnice a platformei HELPDESK;

foaia de manevră aprobată a ajuns la biroul care se ocupă cu informarea partenerilor adiacenți/utilizatorilor de rețea după finalizarea lucrării (după reluarea serviciului de transport);

întreruperi accidentale (fără foaie de manevră), informările electronice ajungând după reluarea serviciului de transport;

informarea legată de întrerupere a fost primită în afara orelor de program.

Valoarea indicatorului specific de performanță $[[IP]]_{5^2}$ nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 9 parteneri adiacenți au fost informați doar telefonic.

Valoarea indicatorului specific de performanță $[[IP]]_{6^1}$ nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 30 de parteneri adiacenți și 379 utilizatori de rețea au fost neinformați sau informați necorespunzător din diferite motive precum:

foaia de manevră a fost transmisă spre verificare și aprobare cu mai puțin de 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii (în unele cazuri nu s-a ținut cont de sărbătorile legale sau de weekend, care sunt zile nelucrătoare), motiv pentru care foaia aprobată a ajuns la biroul care se ocupă cu informarea partenerilor adiacenți/utilizatorilor de rețea cu și mai puține zile anterior limitării/întreruperii;

nu există informări scrise.

În ceea ce privește valoarea indicatorului de performanță $[[IP]]_{6^2}$, această valoare nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, deoarece prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale pentru 100 de parteneri adiacenți și utilizatori de rețea nu a fost reluată la termenul specificat în notificare. Informațiile privind nerespectarea termenului de reluare a prestării serviciului de transport țin de fiecare Exploatare Teritorială în parte.

Referitor la indicatorul de performanță $[[IP]]_7$, care prevede soluționarea solicitărilor/sesizărilor/ reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 de zile, nu s-a răspuns la un număr de 51 solicitări/ sesizări/reclamații în acest termen datorită faptului că informațiile/datele au fost furnizate de către Exploatarea Teritorială, din diferite motive, cu întârziere. Astfel, nu s-a reușit respectarea termenului impus de standard. Începând cu anul gazier curent, cu ajutorul aplicației IT, la care au acces direct și Exploatarea Teritorială din întreaga țară, se monitorizează mult mai strict fiecare solicitare/sesizare/reclamație primită și fiecare răspuns transmis.

5. ALȚI INDICATORI DE PERFORMANȚĂ: GRADUL DE IMPLEMENTARE AL SISTEMULUI DE CONTROL INTERN/ MANAGERIAL LA NIVELUL SOCIETĂȚII

Anual, în perioada septembrie-octombrie, în cadrul societății se desfășoară procesul de autoevaluare a implementării Sistemului de Control Intern/Managerial (SCI/M). În anul 2017 autoevaluarea a avut la bază structura organizatorică aprobată prin Regulamentul de Organizare și Funcționare actualizat, respectiv 151 entități organizatorice.

Concluzia, rezultată în urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice, este că în cadrul societății, Sistemul de Control Intern/Managerial este **parțial conform**, 15 standarde fiind implementate din cele 16 standarde prevăzute de Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr.400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016, respectiv procesul de implementare a standardelor de control intern/managerial la nivelul societății este de 94%.

Standardul	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Nr. compartimente în care standardul e aplicabil	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	21	151	1
Implementat I	151	149	150	151	150	141	150	143	135	150	147	151	151	21	151	1
Parțial implementat PI		2	1		1	10	1	8	15	1	4					
Neimplementat NI								0	1							
La nivelul societății	I	I	I	I	I	I	I	I	PI	I	I	I	I	I	I	I

Tabel 18 - Implementarea Standardelor la 31.12.2017

5. DECLARAȚIA NEFINANCIARĂ

5.1 De ce Raportare nefinanciară

În conformitate cu prevederile OMFP nr. 1938 din 17 august 2016 privind modificarea și completarea unor reglementări contabile, entitățile de interes public care, la data bilanțului, depășesc criteriul de a avea un număr mediu de 500 de salariați în cursul exercițiului financiar includ în raportul administratorilor o declarație nefinanciară care conține, în măsura în care acestea sunt necesare pentru înțelegerea dezvoltării, performanței și poziției entității și a impactului activității sale, informații privind cel puțin aspectele de mediu, sociale și de personal, respectiv drepturile omului, combaterea corupției și a dării de mită (art I, pct 2, lit. 492^{A1}, alin (1)) sau întocmește un raport separat (art I, pct.2, lit 492^{A4}, alin (1)).

În conformitate cu prevederile OMFP 1938 din 17 august 2016 art I, pct 3, lit 556^{A1}, alin (1) SNTGN Transgaz SA are obligația întocmirii unei declarații nefinanciare consolidate.

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

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

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

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

5.2 Management responsabil și strategii sustenabile

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

Pilonii de bază ai sustenabilității sunt:

- creșterea competitivității prin inovație și transfer de noi tehnologii;
- protecția mediului prin implementarea unor sisteme de management de mediu, prin eficientizarea proceselor sau prin reducerea consumurilor de resurse naturale;
- dezvoltarea organizațională și integrarea IT-ului în companie, prin dezvoltarea personalului IT care va crește substanțial valoarea adăugată în companie a departamentului, respectiv capacitatea de adaptare la cerințele pieții;
- comunicarea și dezvoltarea resurselor umane prin metode interactive și simulări de situații cheie.

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. Aspecte de mediu

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 2017 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.

Ca atare, principalele direcții urmărite au fost:

A. Monitorizarea actelor de reglementare

La nivelul societății există **17 autorizații de mediu**, pentru un număr de 1.195 obiective ale SNTGN TRANSGAZ SA. Conform *Planificării reînnoirii actelor de reglementare*. Nu au fost depuse **solicitări de reînnoire a autorizațiilor de mediu**.

Din punct de vedere a autorizațiilor de gospodărire a apelor, legislația din domeniu impune obținerea actelor de reglementare la toate obiectivele care au legătură cu apele. Drept urmare, societatea deține **130 de autorizații de gospodărire a apelor** pentru traversări cursuri de ape cu conducte de transport gaze naturale, din care, în anul 2017, s-au depus **documentații de reînnoire pentru 17** dintre acestea. Conform procedurilor emise 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**. În acest scop s-a coordonat și activitatea de derulare a obținerii actelor de reglementare din punct de vedere al protecției mediului, urmărindu-se respectarea procedurii specificate în legislația din domeniu, ca atare s-au înregistrat un număr de **36** proiecte.

În acest sens s-au verificat proiectele care au fost supuse CTE-ului și s-au emis puncte de vedere în domeniul protecției mediului, urmărindu-se respectarea și conformarea cu prevederile legislative.

B. Evaluarea conformării cu legislația din domeniu

Evaluare internă

Această activitate s-a efectuat prin planificarea diferitelor tipuri de inspecții interne integrate, atât la nivelul Departamentului Calitate Mediu, Protecție și Securitate, cât și la nivelul Exploatărilor Teritoriale, ele fiind realizate de către inspectorii de specialitate din fiecare domeniu în parte.

Ca atare, în urma efectuării acestor inspecții pentru evaluarea conformării cu legislația și în scopul îmbunătățirii activității au fost stabilite **măsuri** de protecția mediului:

- în domeniul gestionării substanțelor periculoase–afișarea Fișelor de securitate revizuite a substanțelor folosite;
- în domeniul prevenirii poluării–instruirea personalului cu *Planurile de intervenție în caz de poluări accidentale*;
- în domeniul gestionării deșeurilor–etichetarea corespunzătoare a containerelor, întocmirea documentelor aferente legislației, depozitarea necorespunzătoare a deșeurilor metalice.

Evaluare externă

În anul 2017, SNTGN Transgaz S.A a fost supus unui număr de 15 inspecții externe, realizate de structurile de control din cadrul Gărzii Naționale de Mediu, Administrația Națională Apele Române, Agențiile de Protecția Mediului după cum urmează:

Nr. crt.	Denumirea autorității de control	Amplasamentul inspectat	Data inspecției
1.	GNM Dolj	Exploatarea Teritorială Craiova	25.01.2017
2.	SGA Covasna-ABA Olt	Exploatarea Teritorială Brașov-Sector Bățani	01.02.2017
3.	ABA Buzău Ialomița	Exploatarea Teritorială București-reînnoire autorizații gospodărirea apelor	17.02.2017
4.	ABA Buzău Ialomița	Exploatarea Teritorială București-reînnoire autorizații gospodărirea apelor	17.02.2017
5.	GNM Sibiu	SNTGN TRANSGAZ–Depozit Botorca	16.03.2017
6.	GNM Covasna	Exploatarea Teritorială Brașov-Sector Bățani	17.05.2017
7.	GNM Gorj	Exploatarea Teritorială Craiova-PM Sâmbotin	31.05.2017
8.	ABA Jiu	Exploatarea Teritorială Arad–Sector Deva	06.09.2017
9.	ABA Jiu	Exploatarea Teritorială Craiova	18.09.2017
10.	ABA Argeș	Exploatarea Teritorială Brașov	09.11.2017
11.	ABA Jiu	Exploatarea Teritorială Craiova	04.12.2017
12.	ABA Buzău Ialomița	Exploatarea Teritorială București-reînnoire autorizații gospodărirea apelor	16.11.2017
13.	GNM Sibiu	Exploatarea Teritorială Mediaș	13.12.2017
14.	GNM Sibiu	SNTGN TRANSGAZ–Depozit Botorca	14.12.2017
15.	APM Bacău	Exploatarea Teritorială Bacău–vizită amplasament pentru proiecte noi	20.12.2017

Referitor la contravențiile aplicate SNTGN TRANSGAZ S.A. precizăm că societatea a fost sancționată contravențional pentru nerespectarea prevederilor legislative din domeniul protecției mediului, mai exact din domeniul gospodării apelor, cu amendă de 35.000 lei, din care a fost plătită suma de 17.500 lei, în 24 de ore.

În urma controalelor și inspecțiilor nu au fost aplicate sancțiuni, fiind stabilite doar **măsuri de îmbunătățire**, așa cum reiese din rapoartele de inspecții ale autorităților de control, în domeniile:

- gestiunea deșeurilor;
- analiza factorilor de mediu;
- autorizațiile de gospodărire a apelor;
- planurile de intervenție în caz de poluări accidentale;
- gestionarea și depozitarea substanțelor și preparatelor chimice 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 Exploatare Teritoriale, conform obligațiilor din autorizațiile de protecția mediului.

D. Proiectul BRUA

Serviciul Managementul Mediului asigură coordonarea proiectării din punct de vedere a protecției mediului pentru cele 3 stații de comprimare care fac parte din proiectul BRUA.

E. 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.

În programele societății, respectiv **Programul Anual de Servicii Executate de Terți** au fost fundamentate și bugetate servicii de mediu necesare, iar prin **Programul de Aprovizionare pentru anul 2017**, au fost solicitate materiale și produse de protecția mediului.

Precizăm că s-au demarat achiziționarea diferitelor tipuri de servicii, stadiul de derulare a acestor servicii fiind diferit și corelat cu necesitățile rezultate din activitatea principală de transport gaze a SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș.

În anul 2017, au fost întocmite și transmise caietele de sarcini pentru următoarele servicii de mediu, care au fost transmise departamentului de specialitate:

- servicii de analize fizico-chimice pentru apele uzate menajere;
- servicii de analize fizico-chimice în vederea caracterizării și clasificării deșeurilor lichide/solide generate din activitatea de godevilare/curățare la elementele filtrante/separatoare.

Urmare a deciziei societății de a se iniția procedura de acreditare a Laboratorului Monitorizare Factori de Mediu, au fost demarate și realizate acțiuni pentru bugetarea acestui proces, având ca rezultat final introducerea în **Programul Anual de Servicii Executate de Terți 2017**, achiziția **serviciului de consultanță în vederea acreditării laboratorului**.

F. Menținerea certificării și tranziția către noul standard ISO 14001:2015 aferent Sistemului de Management al Mediului

În anul 2017 s-a desfășurat instruirea internă a inspectorilor de protecția mediului, unde a fost prezentat Raportul auditului de supraveghere efectuat de către SRAC, având ca rezultat 4 domenii de îmbunătățire în activitatea de protecția mediului, respectiv:

- monitorizarea implementării măsurilor impuse în urma inspecțiilor;
- specificarea aspectelor de mediu în proiecte;
- gestionarea tipurilor de deșeurii rezultate în urma unor lucrări de reparații;
- urmărirea și gestionarea aspectelor de mediu din cadrul Sucursalei Mediaș.

Totodată s-a început tranziția către noul standard ISO 14001:2015, prin identificarea tuturor proceselor aferente activității și întocmirea Diagramelor de Flux și a Fișelor de proces.

De asemenea în această perioadă s-a desfășurat și un audit extern de diagnostic, efectuat de firma Syscert București.

G. Activitatea desfășurată de Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu

Planificarea activităților desfășurate în anul 2017 de către Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu a constat în următoarele:

- monitorizarea surselor de poluare efectuate de Laboratorul Monitorizare Factori de mediu pentru 526 amplasamente din cadrul exploatării teritoriale;
- identificarea și evaluarea aspectelor de mediu pe amplasamentele societății, pentru 318 amplasamente.

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:

- efectuarea măsurătorilor cu privire la nivelul 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, NOx, SO2) din gazele de ardere provenite de la stațiile de comprimare, centralele termice, sobe convectiv 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.

Gradul de realizare a **monitorizării surselor de poluare**:

Tipul activității/ Perioada de raportare	Număr de monitorizări propuse	Număr de monitorizări realizate	Gradul de realizare (%)
Monitorizare	526	462	87,83

Obiectivele propuse și realizate în vederea **evaluării aspectelor de mediu**:

Anul	Număr de obiective propuse pentru evaluarea aspectelor de mediu	Număr de obiective la care s-a realizat evaluarea aspectelor de mediu	Gradul de realizare (%)
2017	318	282	88,67

Pe baza dotărilor cu aparatură din perioada 2014-2016, s-au efectuat lucrările de monitorizare a 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 Mediaș și reprezintă și activitate de control și îndrumare pentru Exploatăriile Teritoriale.

Resursele financiare alocate

Pentru anul 2017 s-a planificat în PAAP 2017 prin programul PASET 2017, Anexa nr. 8 "Servicii de mediu", poz. nr. 1: "Servicii de service și verificare metrologică pentru aparatura din Laborator Monitorizare Factori de Mediu" suma de **126.112 lei**.

Detaliat activitatea HSSEQ este prezentată în **Anexa 2**.

5.2.2. Aspecte de personal

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

Evoluția numărului de personal în perioada în perioada 2013–2017 prevăzută în **Planul de Management** este prezentată în tabelul următor:

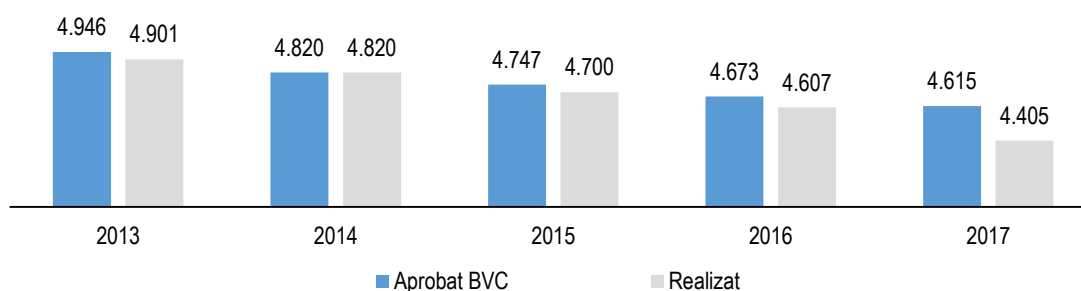
INDICATOR PERSONAL	2013	2014	2015	2016	2017
Număr de personal aprobat prin BVC-început an	5.175	4.946	4.820	4.747	4.673
Reducere de personal (pe cale naturală–pensionări și alte modalități de încheiere ale CIM)	229	126	73	74	58
Număr de personal la sfârșit de an	4.946	4.820	4.747	4.673	4.615
NUMĂR MEDIU ESTIMAT	4.950	4.883	4.784	4.710	4.644

Tabel 19-Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2013-2017 aprobată în planul de management

Evoluția numărului de personal în perioada 2013–2017 este următoarea:

Specificație	2013	2014	2015	2016	2017
Număr de salariați la începutul perioadei	4.978	4.901	4.820	4.700	4.607
Număr de persoane nou angajate	65	120	125	147	187
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	142	185	244	240	389
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.901	4.820	4.700	4.607	4.405

Tabel 20-Evoluția numărului de angajați în perioada 2013-2017



Grafic 17-Evoluția numărului de angajați în perioada 2013-2017 aprobat vs realizat

În anul 2017 au fost angajate un număr de 187 de persoane și au încetat raporturile de muncă cu compania un număr de 389 de angajați. Evoluția numărului de personal în anul 2017 este următoarea:

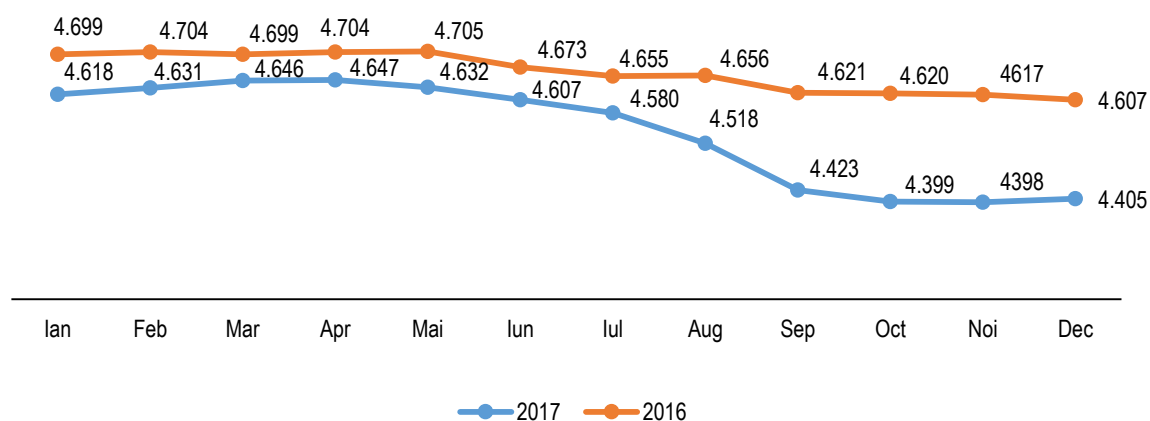
Specificație	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
Număr de salariați la începutul perioadei	4.607	4.618	4.631	4.646	4.647	4.632	4.607	4.580	4.518	4.423	4.399	4.398
Număr de persoane nou angajate	25	29	29	13	13	4	12	14	13	8	10	17
Număr de persoane care au încetat raporturile de muncă cu societatea	14	16	14	12	28	29	39	76	108	32	11	10
Număr de salariați la sfârșitul perioadei	4.618	4.631	4.646	4.647	4.632	4.607	4.580	4.518	4.423	4.399	4.398	4.405

Tabel 21-Evoluția numărului de angajați în anul 2017

La data de **31 decembrie 2017**, SNTGN TRANSGAZ S.A. a înregistrat un număr de 4.405 angajați cu contracte individuale de muncă, din care 4.351 pe perioadă nedeterminată și 54 pe perioadă determinată.

În anul 2017 s-a continuat politica de reducere a numărului de personal în linie cu pensionările, plecările voluntare și disponibilizările personalului de pe posturile desființate ca urmare a reorganizării unor activități.

În paralel cu această reducere au fost derulate activități de recrutare de specialiști pentru realizarea proiectelor de dezvoltare în care este implicată compania. Din cauza acestor două influențe numărul angajaților societății la 31 decembrie 2017 este cu 202 persoane mai mic decât cel de la 31 decembrie 2016.



Grafic 18-Evoluția numărului de angajați în anul 2017 vs. 2016

În scopul eficientizării utilizării personalului calificat pentru efectuarea în integralitate a atribuțiilor de serviciu în noile condiții de lucru, în acord cu Planul de Administrare a SNTGN Transgaz SA 2013-2017, în cursul anului 2017 erau programate pentru normare 376 lucrări tehnice, dar în urma analizei efectuate la nivelul Comisiei de validare s-au stabilit următoarele:

- renunțarea la extragerea normelor de timp și de personal pentru 62 lucrări tehnice din cadrul Exploatărilor Teritoriale*, 16 lucrări tehnice de la Stațiile de Comprimare Gaze** și 2 lucrări tehnice din cadrul Sucursalei Mediaș***;
- adăugarea a 22 lucrări tehnice suplimentare, identificate ca fiind necesar a fi normate în cadrul Exploatărilor Teritoriale*, și 5 lucrări tehnice la Sucursala Mediaș,***

rezultând astfel 323 de lucrări tehnice de normat aferente anului 2017.

Datorită necesității desfășurării anumitor lucrărilor tehnice, membrii echipei de normare, au reușit să identifice și să normeze suplimentar 80 de lucrări tehnice care nu erau prevăzute a fi normate față de cele 376 programate a fi normate la începutul anului 2017, astfel:

UNITATE	LUCRĂRI TEHNICE PROGRAMATE A FI NORMATE ÎN ANUL 2017	LUCRĂRI TEHNICE NORMATE ÎN ANUL 2017
Exploatări teritoriale*	197	192
Stații comprimare**	25	2
Sucursala Mediaș***	101	262
TOTAL	323	456

Tabel 22 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2017

În conformitate cu Planul de eșalonare a normării lucrărilor tehnice aprobat de Directorul General, în anul 2017 au fost prevăzute a fi cronometrate 471 de lucrări tehnice, echipa de normare reușind în urma activității desfășurate sa cronometreze la finalul anului-607 lucrări, prezentate în tabelul următor:

2017	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL 2017
E.T. ARAD		2	5				4		5	3	3		22
E.T. BACĂU		3	3	2	6	4	5	4	2	5			34
E.T. BRAȘOV				6			2	7	5				20
E.T. BRĂILA		3	15	6	8	4		1	5	7	2		51
E.T. BUCUREȘTI		5			1	6		5	5	8	4	5	39
E.T. CLUJ		6	2	3	4	10	10	15	5	3	8	3	69
E.T. CONSTANȚA			7		5	1	5	4		9	1		32
E.T. CRAIOVA		1	7	6	1	7	2	2	2	3			31
E.T. MEDIAȘ			1	1	3	3	4			3	1		16
SUCURSALA		9	9	11	26	29	53	47	28	58	11		281
SCG			1	1	6			3			2		13
Total lucrări cronometrate		29	50	36	60	64	85	88	57	99	32	8	608

Tabel 23 - Total lucrări cronometrate în anul 2017

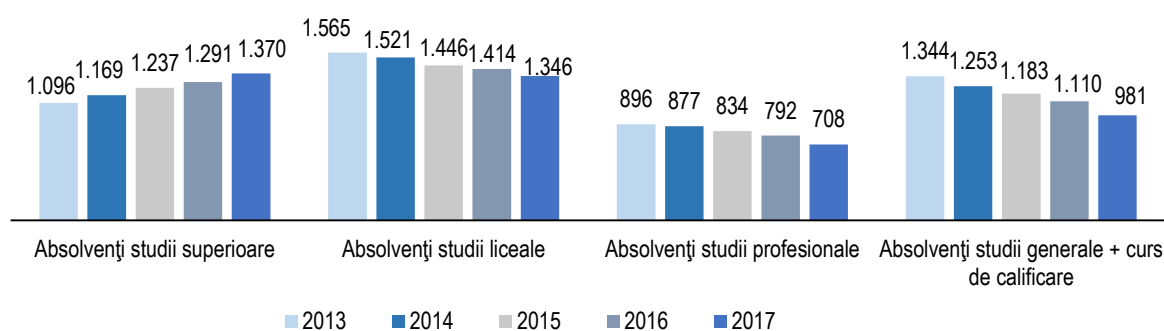
Evoluția structurii personalului pe categorii de studii, relevă interesul societății de a acoperi nevoile de personal prin angajarea de specialiști cu înaltă calificare precum și perfecționarea continuă a personalului

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 01.01-31.12.2017 este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	2013	2014	2015	2016	2017
1.	Absolvenți studii superioare	1.096	1.169	1.237	1.291	1.370
2.	Absolvenți studii liceale	1.565	1.521	1.446	1.414	1.346
3.	Absolvenți studii profesionale	896	877	834	792	708
4.	Absolvenți studii generale + curs de calificare	1.344	1.253	1.183	1.110	981
TOTAL angajați		4.901	4.820	4.700	4.607	4.405

Tabel 24 - Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2013-2017



Grafic 19 - Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2013-2017

Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului

În cadrul societății procesul de formare profesională a personalului se realizează în mod continuu și planificat prin cursuri cu *formatori externi din țară sau străinătate* sau cu *formatori interni prin Centrul de Instruire și Formare Profesională*.

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

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

În domeniul formării și perfecționării continue a salariaților în anul 2017 au fost organizate cursuri de formare profesională și perfecționare cu formatori externi din țară și străinătate pentru 1.169 salariați, în domenii specifice și/sau complementare domeniului de activitate al societății.

Precizăm că prin Centrul de Instruire și Formare Profesională propriu au fost derulate cursuri de calificare ale angajaților în meseriile operator la extracția, tratarea, transportul și distribuția gazelor naturale, lăcătuș

mecanic și sudor, mecanic motoare termice, meserii pentru care deținem autorizația CNFPA, diplomele fiind recunoscute pe piața muncii din UE.

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

Situația numărului de cursuri de calificare și perfecționare desfășurate pentru angajații societății în anul 2017 este prezentată în următorul tabel:

Nr. crt.	Categorie	2017												TOTAL
		Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1.	Nr. cursuri cu formatori interni (prin Centrul de Instruire și Formare Profesională propriu)	5	1	-	-	1	1	-	-	1	4	-	-	13
2.	Nr. cursuri cu formatori externi	2	13	11	3	10	4	11	7	8	13	19	9	110
	TOTAL	7	14	11	3	11	5	11	7	9	17	19	9	123

Tabel 25 - Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății în anul 2017

Situația numărului de cursuri de calificare și perfecționare desfășurate pentru angajații societății în perioada 2013–2017 este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Categorie	2013	2014	2015	2016	2017
1.	Nr. cursuri cu formatori interni	11	13	11	8	13
2.	Nr. cursuri cu formatori externi	106	124	135	147	110
	TOTAL	117	137	146	155	123

Tabel 26 - Situația cursurilor de calificare/perfecționare în perioada 2013-2017

Prin centrul propriu de instruire și formare profesională au fost calificați, în cursul anului 2017 un număr de 83 de angajați în meseriile pentru care deținem atestarea CNFPA.

Situația numărului de angajați care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare în perioada 2013–2017 este următoarea:

Nr. crt.	Categorie	2013	2014	2015	2016	2017
1.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori interni	1.180	1.097	1.206	155	834
2.	Nr. personal calificat prin cursuri cu formatori externi	833	1.213	912	953	1.169
	TOTAL	2.013	2.310	2.118	1.108	2.003

Tabel 27 - Situația numărului de personal care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare

La **31 decembrie 2017** gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 96,91%, din totalul de 4.405 salariați, 4.269 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. 112/23.06.2015 în Registrul Contractelor colective, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților. Perioada de valabilitate a Contractului colectiv de muncă la nivelul societății a fost prelungită cu 12 luni, până la 25.06.2018 prin Actul Adițional încheiat la 26.05.2017.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul anului 2017 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

5.2.3. Aspecte sociale

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.

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 2017 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 2017

SPONSORIZĂRI

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

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

Nivelul cheltuielilor cu sponsorizarea pentru SNTGN Transgaz SA sunt reglementate în BVC pe anul 2017, aprobat prin **HAGOA nr.1/27.04.2017**, în următoarea structură:

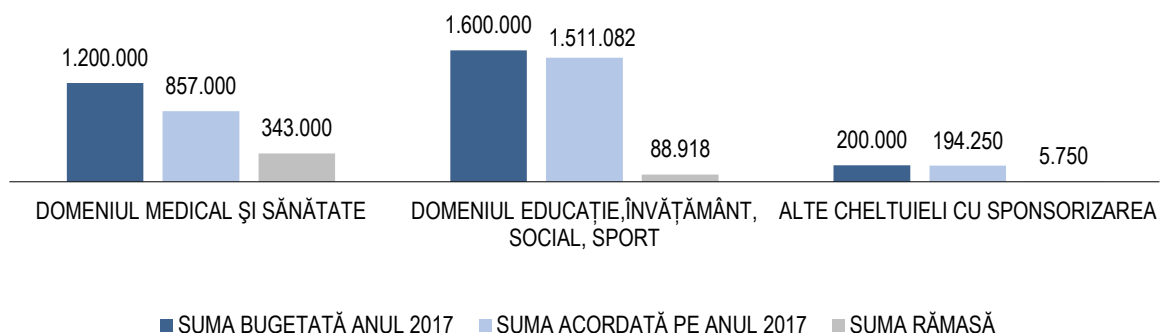
CATEGORII SPONSORIZĂRI		PROPUNERE BVC 2017
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul medical și sănătate		1.200
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul educație, învățământ, social, sport		1.600
Din care: - pentru cluburile sportive		1.100
Alte cheltuieli de sponsorizare		200
TOTAL		3.000

(mii lei)

Nr. ctr.	CATEGORII SPONSORIZĂRI	SUMA BUGETATĂ 2017	SUMA ACORDATĂ 2017	SUMA RĂMASĂ
0	1	2	3	4=2-3
1.	DOMENIUL MEDICAL ȘI SĂNĂTATE	1.200.000	857.000	343.000
2.	DOMENIUL EDUCAȚIE, ÎNVĂȚĂMÂNT, SOCIAL, SPORT, din care:	1.600.000	1.511.082	88.918
	- pentru cluburi sportive	800.000	800.000	0
3.	ALTE CHELTUIELI CU SPONSORIZAREA	200.000	194.250	5.750
TOTAL CHELTUIELI SPONSORIZARE		3.000.000	2.562.332	437.668

(lei)

Tabel 28 - Situația bugetului de sponsorizare 2017 și a sumelor bugetate/acordate până la 31.12.2017



Grafic 20-Situația bugetului de sponsorizare pe anul 2017 și a sumelor bugetate/acordate până la 31.12.2017

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

- elaborarea “**Politicii companiei de acordare a sponsorizărilor și ajutoarelor financiare**”, document prin care se asigură un cadru eficace de derulare și monitorizarea acestora în conformitate cu reglementările legale și fiscale în vigoare;
- actualizarea **procedurii de proces PP-51** privind elaborarea documentelor de sponsorizare;
- constituirea, **Comisiei de analiză a cererilor de sponsorizare** prin Decizia nr. 258/20.04.2015 a directorului general.

În anul 2017, s-au acordat sponsorizări în domeniile: Medical și sănătate în valoare de 857.000 lei, domeniul Educație-învățământ-social și sport-în valoare de 1.511.082 lei, iar în domeniul Alte cheltuieli cu sponsorizarea, menționăm că s-au acordat sponsorizări în sumă de 194.250 lei.

Raportul detaliat al sponsorizărilor acordate în anul 2017 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 Mediaș**, 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 CCM în vigoare), sunt prezentate spre avizare Direcției Juridice, Avizare și Contencios, iar apoi spre analiză și aprobare Consiliului de Administrație.

În cursul anului 2017 au fost instrumentate un număr de 45 de cereri de ajutor social, din care 10 cereri de ajutor social în sumă totală de 50.221 lei, provin din anul 2016, având în vedere că la data întocmirii Referatului pentru ședința Consiliului de Administrație din data de 20 decembrie 2016 erau în curs de instrumentare.

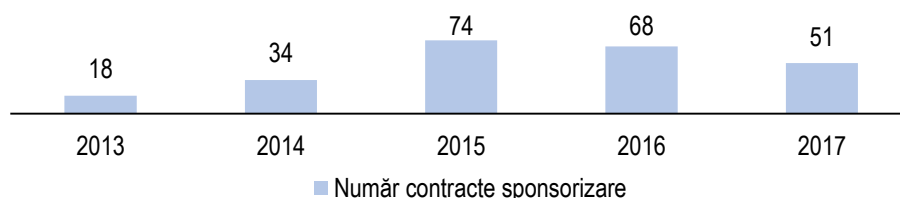
Situația instrumentării celor 45 de cereri de ajutor social în cursul anului 2017, se prezintă astfel:

- **4** cereri de ajutoare sociale au fost închise, ca urmare a faptului că nu au îndeplinit prevederile legale;
- **29** cereri de ajutor social în sumă totală de **362.730,71 lei**, au fost prezentate spre analiză și aprobare Consiliului de Administrație în ședința din data de 21 decembrie 2017;
- **12** cereri de ajutor social au fost în curs de instrumentare la data întocmirii referatului pentru ședința CA din data de 21 decembrie 2017, iar finalizarea acestora se va face în cursul anului 2018.

În cursul anului 2017 Consiliul de Administrație a aprobat acordarea unui număr de **29** ajutoarele sociale în sumă totală de **362.730,71 lei**.

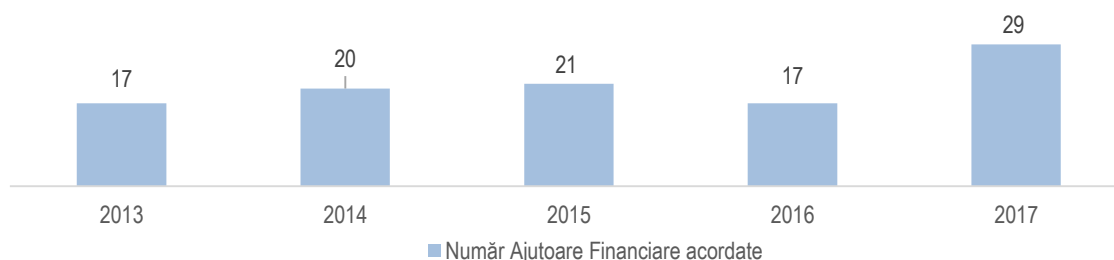
Centralizat pe perioada 2013–2017, această activitate se prezintă astfel:

Sponsorizări	2013	2014	2015	2016	2017
Număr contracte	18	34	74	68	51
Valoare (lei)	2.183.672	2.234.566	2.268.600	2.891.600	2.562.332



Grafic 21-Evoluția numărului de contracte de sponsorizare încheiate în perioada 2013-2017

Ajutoare Financiare	2013	2014	2015	2016	2017
Număr Ajutoare acordate	17	20	21	17	29
Valoare (lei)	85.604	120.105	120.106	87.493	362.730



Grafic 22-Evoluția numărului de ajutoare financiare acordate în perioada 2013-2017

5.2.4 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 anul 2017 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 Mediaș urmărește și prin regulamentul de guvernanta proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernantei corporative la nivelul societății, dezvoltarea unui sistem relațional eficace și proactiv în raport cu acționarii și părțile interesate.

Administratorii Transgaz apreciază că, acționând în spiritul celor mai bune practici de guvernanta corporativă se pot atinge obiectivele propuse și crește capitalul de încredere al părților interesate (stakeholders) în capacitățile societății de a asigura maximizarea eficienței activității.

5.2.5 Politica de conformitate

Pentru asigurarea unui management responsabil atât din punct de vedere mediu, social, personal cât și din punct de vedere al controlului tuturor activităților desfășurate în companie și a administrării riscurilor asociate se pune accent pe continuarea dezvoltării și implementării sistemului de control intern/managerial la nivelul societății conform Ordinului SGG 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**.

Dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial

1. Generalități

Definirea controlului intern/managerial

În legislația din România, **controlul intern/managerial** este definit ca reprezentând **ansamblul formelor de control exercitate la nivelul entității publice, inclusiv auditul intern, stabilite de conducere în concordanță cu obiectivele acesteia și cu reglementările legale, în vederea asigurării administrării fondurilor publice în mod economic, eficient și eficace; acesta include de asemenea structurile organizatorice, metodele și procedurile.**

Potrivit Standardelor Internaționale de Audit, emise de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Audit și Asigurare (IAASB) al Federației Internaționale a Contabililor (IFAC), controlul intern este definit ca fiind **„Procesul conceput, implementat și menținut de către persoanele însărcinate cu guvernarea, conducere și alte categorii de personal cu scopul de a furniza o asigurare rezonabilă privind îndeplinirea obiectivelor unei entități cu privire la credibilitatea raportării financiare, eficiența și eficacitatea operațiunilor și conformitatea cu legile și reglementările aplicabile.**

Termenul de „controale” face referire la orice aspecte ale uneia sau mai multor componente ale controlului intern.”

2. Cadru legislativ

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

- **Ordinului Ministerului Finanțelor Publice nr. 946/2005** privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial, republicat;
- **Ordinului nr. 1423 din 30/10/2012** privind modificarea Ordinului ministrului finanțelor publice nr. 946/2005 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial.
- **Ordinului MFP nr. 1649/2011**, completare a OMF nr. 946/2005, cuprinde o serie de informații privind Programele de implementare a sistemului de control intern/managerial în entitățile publice, autoevaluarea sistemului de control/intern și raportarea stadiului de implementare a acestuia în entitățile publice.
- **Ordinului MF nr. 1423 din 30/10/2012** privind modificarea Ordinului ministrului finanțelor publice nr. 946/2005 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea sistemelor de control intern/managerial.

În anul 2015, prin Ordinul nr. 808/2015 s-a aprobat abrogarea **Ordinului Ministerului Finanțelor Publice nr. 946/2005** privind aprobarea Codului controlului intern/managerial, cuprinzând Standardele de control intern/managerial la entitățile publice și pentru dezvoltarea Sistemelor de Control Intern/Managerial, republicat, împreună cu legislația adiacentă, prin **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**.

3. Structura organizatorică a Sistemului de Control Intern/Managerial

Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA, conform **Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**, se prezintă astfel:

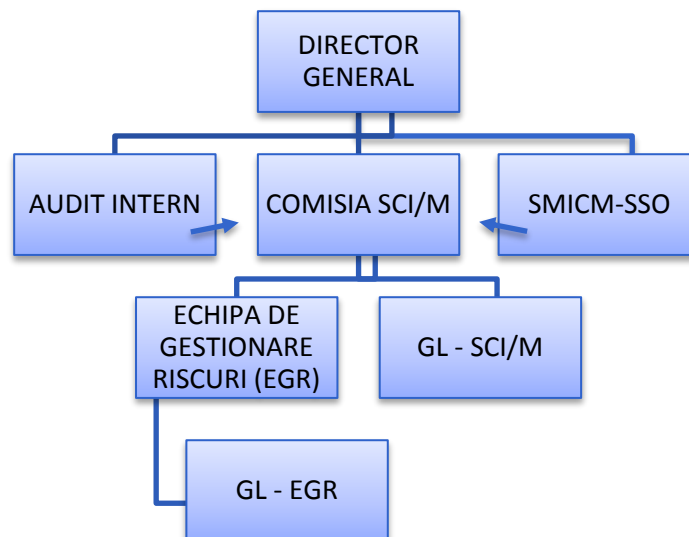


Fig. 11-Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

NOTĂ:

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

GL-EGR - Echipa de Gestionare a Riscurilor pe Departament/Direcție/Serviciu Independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea Teritorială.

În vederea monitorizării, coordonării și îndrumării metodologice a implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial, directorul general al SNTGN Transgaz SA constituie prin **Decizia nr. 519 din 19.07.2016**, actualizată prin Decizia nr. 603/27.06.2017, o structură cu atribuții în acest sens, denumită **Comisia de monitorizare**.

Modul de organizare și activitatea *Comisiei de monitorizare* sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M și prin procedura "Activitatea Comisiei de monitorizare SCI/M", care este în curs de elaborare.

Președinte al *Comisiei de monitorizare* este directorul general adjunct al societății domnul Hațegan Gheorghe.

Președintele Comisiei de monitorizare emite ordinea de zi a ședințelor, asigură conducerea ședințelor și elaborează procesele verbale ale ședințelor și hotărârile comisiei.

Membrii în *Comisia de monitorizare* sunt numiți directorii departamentelor/direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale din cadrul societății. Membrii *Comisiei de monitorizare* pot desemna un **responsabil cu dezvoltarea sistemului de control intern/managerial în cadrul departamentului/direcției/Sucursalei/ Exploatării Teritoriale** pe care o reprezintă.

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

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

Comisia de monitorizare are, în principal, următoarele atribuții:

- coordonează procesul de actualizare a obiectivelor generale ale societății, a obiectivelor specifice și a activităților la care se atașează indicatorii de performanță sau de rezultat pentru evaluarea acestora;
- monitorizează și evaluează anual realizarea obiectivelor generale ale societății;
- analizează și prioritizează anual riscurile semnificative, care pot afecta atingerea obiectivelor generale, stabilind limitele de toleranță la risc; acestea trebuie aprobate de conducerea societății, sunt obligatorii și se transmit tuturor compartimentelor pentru aplicare;
- analizează și avizează procedurile formalizate și le transmit spre aprobare conducătorului societății (membrii implicați în activitățile procedurate supuse analizei și avizării);
- analizează, în vederea aprobării, informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, elaborată de Echipa de Gestionare a Riscurilor;
- analizează în vederea aprobării informarea privind monitorizarea performanțelor la nivelul entității, elaborată de secretarul Comisiei de monitorizare, pe baza raportărilor anuale privind monitorizarea performanțelor anuale de la nivelul compartimentelor;
- elaborează/actualizează/monitorizează anual programul de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial al societății, program care cuprinde obiective, acțiuni, responsabilități, termene;
- supune aprobării directorului general programul de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial al societății;
- îndrumă compartimentele din societate în ceea ce privește implementarea și dezvoltarea sistemului de control intern/managerial;
- prezintă directorului general, ori de câte ori consideră necesar, dar cel puțin o dată pe an, informări referitoare la progresele înregistrate cu privire la implementarea și dezvoltarea sistemului de control intern/managerial, în raport cu programul adoptat la nivelul societății, la acțiunile de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologică întreprinse, precum și la alte probleme apărute în legătură cu acest domeniu;
- efectuează anual autoevaluarea dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul societății;
- elaborează și transmite raportări anuale, privind stadiul implementării sistemului de control intern/managerial în baza Ordinului SGG nr. 400/2015 modificat și completat prin Ordinul SGG nr. 200/2016 pentru aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice, la data închiderii exercițiului financiar al anului precedent, împreună cu situația financiară anuală, organului ierarhic superior (Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri ca entitate publică ierarhic superioară);
- elaborează și transmite entității publice ierarhic superioare (Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri ca entitate publică ierarhic superioară) la termenele stabilite de aceasta, dar nu mai târziu de 15 martie a fiecărui an, programele de măsuri elaborate și actualizate de implementare și dezvoltare a sistemului de control intern/managerial, inclusiv actele administrative de constituire a structurii care se ocupă cu dezvoltarea sistemului de control intern/managerial.

În vederea gestionării riscurilor la nivelul societății, directorul general al SNTGN Transgaz SA a constituit prin **Decizia nr. 518 din 19.06.2016**, actualizată prin Decizia nr.602/27.06.2017, **Echipa de Gestionare a Riscurilor** la nivelul SNTGN Transgaz SA și **Echipe de Gestionare a Riscurilor** la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale.

Echipa de Gestionare a Riscurilor cuprinde înlocuitorii directorilor de departamente/direcții/servicii independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială, în calitate de membrii, coordonată de către **președinte**, persoană diferită de cea care coordonează *Comisia de monitorizare*.

Președinte al *Echipei de Gestionare a Riscurilor* la nivelul societății este directorul general adjunct, domnul Târsac Grigore.

Președintele *Echipei de Gestionare a Riscurilor* emite ordinea de zi a ședințelor echipei, asigură conducerea ședințelor, elaborează procesele verbale ale ședințelor, care cuprind dezbaterile privind riscurile și măsurile de control stabilite și le transmite entităților structurale pentru implementare.

Secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor și înlocuitorul acestuia sunt desemnați de către președinte dintre responsabilii cu riscurile de la nivel de departament/direcție/servicii independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială.

Modul de organizare și de lucru al Echipei de Gestionare a Riscurilor este în responsabilitatea președintelui și este stabilită prin Regulamentul de Organizare și Funcționare și procedura “Activitatea Echipei de Gestionare a Riscurilor”, în curs de elaborare.

Secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor elaborează Registrul riscurilor de la nivelul societății, prin centralizarea registrelor de riscuri de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale.

Pe baza rapoartelor semestriale/anuale privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor de la nivelul fiecărui departament/direcție/serviciu independent/Sucursalei Mediaș/Exploatării Teritoriale, dar și pe baza Planului de implementare a măsurilor de minimizare a riscurilor, secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor elaborează o informare semestrială/anuală privind gestionarea riscurilor, care se analizează și se discută pentru a fi transmisă spre aprobare Comisiei de monitorizare.

Activitatea Comisiei de monitorizare și a Echipei de Gestionare a Riscurilor este consiliată de șeful Serviciului Audit Intern.

Membrii *Echipei de Gestionare a Riscurilor* vor constitui echipe de gestionare a riscurilor la nivelul departamentului/direcției independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale pe care le coordonează, echipe constituite din șefii de servicii din entitățile respective.

Echipa de Gestionare a Riscurilor de la nivelul societății are, în principal, următoarele atribuții:

- coordonează **echipele de gestionare a riscurilor** constituite la nivelul departamentelor/direcțiilor independente/sucursalei/exploatărilor teritoriale pe care le reprezintă;
- analizează și prioritizează riscurile semnificative, care pot afecta atingerea obiectivelor specifice ale departamentelor/direcțiilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatării Teritoriale pe care o reprezintă;
- validează sau invalidează riscurile escaladate;
- propune apetitul la risc pentru anul în curs;
- propune limitele de toleranță ale riscului;
- transmite la termenele stabilite în cadrul ședințelor *Echipei*, informări referitoare la desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății;
- analizează și validează Programul de Măsuri pentru Minimizarea Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate;
- analizează stadiul implementării măsurilor de control pentru minimizarea riscurilor și stabilește corecțiile ce se impun, revizuieste expunerea la risc și validează riscurile reziduale;
- primește, la termenele stabilite în cadrul ședințelor *Echipei* de la echipele de gestionare a riscurilor constituite la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale informări referitoare la desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor în cadrul acestora;

- analizează informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor, elaborată de secretarul Echipei de Gestionare a Riscurilor, pe baza raportărilor anuale, de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale;
- prezintă Comisiei de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologică, pentru implementarea și dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial, ori de câte ori consideră necesar, dar cel puțin o dată pe an, informări referitoare la desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății;
- echipele de Gestionare a Riscurilor constituite la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș /Exploatărilor Teritoriale, au în principal, următoarele atribuții:
 - identifică, evaluează și prioritizează riscurile care pot afecta atingerea obiectivelor specifice;
 - informează structurile respective asupra celor constatate în vederea menținerii riscurilor identificate în limite acceptabile;
 - întocmesc registrul riscului la nivelul departamentului/direcției/serviciului independent/Sucursalei Mediaș/Exploatării Teritoriale pe care o reprezintă conform Procedurii de proces PP-106 „Managementul Riscului”;
 - validează sau invalidează soluția de clasare pentru riscurile propuse;
 - aprobă riscurile propuse pentru escaladare;
 - ierarhizează riscurile și elaborează profilul de risc;
 - analizează și adoptă măsurile de control ale riscurilor reținute și desemnează Responsabilul cu monitorizarea implementării acțiunilor/măsurilor de ținere sub control a riscurilor (RM);
 - dezbat stadiul implementării măsurilor de control, stabilesc corecțiile ce se impun, revizuiește expunerea la risc și stabilește riscul rezidual pe care-l evaluează;
 - stabilește închiderea riscurilor soluționate.

Secretarul *Echipei de Gestionare a Riscurilor* pe societate (înlocuitorul acestuia) are în principal următoarele atribuții:

- centralizează Registrele Riscurilor pe Departament/Direcție/Sucursala Mediaș/Servicii Independente/Exploatării Teritoriale pentru toate riscurile inerente identificate și escaladate și elaborează Registrul Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate, și-l actualizează anual;
- centralizează Raportul de Monitorizare a stadiului de Implementare a Măsurilor de minimizare a riscurilor pe Departament/Direcție/Servicii Independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritoriale;
- centralizează Programul de Măsuri privind Minimizarea Riscurilor pe Departament/Direcție/ Servicii Independente/Sucursala Mediaș/Exploatare Teritorială;
- elaborează Programul de Măsuri privind Minimizarea Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate;
- întocmește Informarea semestrială/anuală privind procesul de gestionare al riscurilor la nivel de societate.

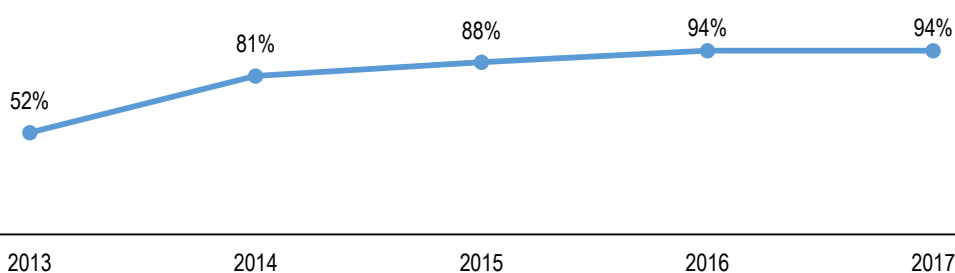
4. Standardele de control intern/managerial

Stabilirea sistemului de control intern/managerial intră în responsabilitatea conducerii fiecărei entități publice și trebuie să aibă la bază standardele de control intern/managerial promovate de Secretariatul General al Guvernului. Standardele de control intern/managerial stabilite, conform **Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015** pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de **Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 200/2016**, definesc un minimum de reguli de management pe care toate entitățile publice trebuie să le urmeze.

Standardele sunt grupate în **cinci categorii numite elemente – cheie**:

Elemente Cheie	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 (planificare multianuală), programare (planul de management) și performanțe (monitorizarea performanțelor).	Standardul 5 - Obiective
	Standardul 6 - Planificarea
	Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor
	Standardul 8 - Managementul riscului
III. ACTIVITĂȚI DE CONTROL	
Se focalizează asupra: documentării procedurilor, continuității operațiunilor, înregistrării excepțiilor, separării atribuțiilor, supravegherii, etc.	Standardul 9 - Proceduri
	Standardul 10 - Supravegherea
	Standardul 11 - Continuitatea activității
IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE	
Vizează problemele ce țin de crearea unui sistem informațional adecvat și a unui sistem de rapoarte privind execuția planului de management, a bugetului, a utilizării resurselor, precum și gestionării documentelor.	Standardul 12 - Informarea și comunicarea
	Standardul 13 - Gestionarea documentelor
	Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară
V. AUDITAREA ȘI EVALUAREA	
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

Evoluția gradului de dezvoltare și implementare al Sistemului de Control Intern/Managerial în perioada 2013-2017 este următoarea:



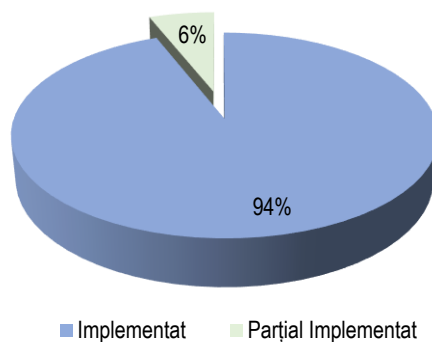
Grafic 23-Evoluția gradului de implementare al SCI/M

În urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare (autoevaluarea anuală) transmise de către entitățile organizatorice, în cadrul societății, Sistemul de Control Intern/Managerial este **parțial conform**, 15 standarde fiind implementate din cele 16 standarde prevăzute de Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016.

Standardul	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Nr. compartimente în care standardul e aplicabil	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	21	151	1
Implementat I	151	149	150	151	150	141	150	143	135	150	147	151	151	21	151	1
Parțial implementat PI		2	1		1	10	1	8	15	1	4					
Neimplementat NI								0	1							
La nivelul societății	I	I	I	I	I	I	I	I	PI	I	I	I	I	I	I	I

Tabel 29- Implementarea Standardelor de control intern managerial al SNTGN Transgaz SA la 31.12.2017

Pondere standardelor implementate %



Grafic 24-Pondere standardelor implementate la 31.12.2017

Pentru implementarea tuturor Standardelor specifice Controlului Intern/Managerial în cursul anului 2018 sunt prevăzute următoarele acțiuni:

Denumirea standardului	La nivelul societății		
	I	PI	Măsuri
0	1	2	3
I. MEDIUL DE CONTROL			
Standardul 1 - Etică, integritate	DA		
Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini	DA		
Standardul 3 - Competență, performanță	DA		
Standardul 4 - Structura organizatorică	DA		
II. PERFORMANȚE ȘI MANAGEMENTUL RISCULUI			
Standardul 5 - Obiective	DA		
Standardul 6 - Planificarea	DA		
Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor	DA		
Standardul 8 - Managementul riscului	DA		

Denumirea standardului	La nivelul societății		
	I	PI	Măsuri
III. ACTIVITĂȚI DE CONTROL			
Standardul 9 - Proceduri		DA	Elaborare/actualizare proceduri de proces/sistem în conformitate cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 și PS 01 SMI, pentru toate entitățile structurii organizatorice din cadrul Transgaz SA.
Standardul 10 - Supravegherea	DA		
Standardul 11 - Continuitatea activității	DA		
IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE			
Standardul 12 - Informarea și comunicarea	DA		
Standardul 13 - Gestionarea documentelor	DA		
Standardul 14 - Raportarea contabilă și financiară	DA		
V. AUDITAREA ȘI EVALUAREA			
Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern/managerial	DA		
Standardul 16 - Auditul intern	DA		

Tabel 30-Măsuri stabilite pentru implementarea standardelor PI

Pentru a răspunde prevederilor **Ordinului SGG nr. 200/2016 de completare a Ordinului SGG nr. 400/2015 în anul 2017** au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- elaborarea conform prevederilor Ordinului SGG nr. 200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, a "Situației Centralizatoare semestrială privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA, la data de 31.12.2016" și transmiterea acesteia către Ministerului Economiei, Comerțului și relațiilor cu Mediul de Afaceri";
- elaborarea, în vederea raportării stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2016 (rezultat în urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice), a "Raportului directorului general asupra Sistemului de Control Intern/Managerial conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.3. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul SGG nr. 400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016" și a altor documente anexe, care au fost transmise către Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri;
- aprobarea și transmiterea către Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri a "Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA-2017", elaborat conform prevederilor Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, modificat și completat de OSGG nr. 200/2016, art.4, alin. (1) coroborat cu art. 8, alin. (1);
- elaborarea în curs a Procedurii PP-106 "**Managementul riscurilor**", în conformitate cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 și PS 01 SMI;
- elaborarea draft-ului Strategiei de Management al Riscului;
- actualizarea **Zonei comune (transgaz on intranet-ZoneInterDep-"ControlIntern Managerial")**, cu accesul limitat al membrilor Comisiei numiți prin Decizie și al responsabililor pe departament/direcție/sucursala/exploatare teritorială; această zonă a fost creată pentru

realizarea unei comunicării rapide și eficiente privind elaborarea tuturor documentelor justificative necesare demonstrării implementării SCI/M în cadrul tuturor entităților societății;

- inventarierea activităților procedurabile din cadrul Transgaz SA la data de 31.12.2017, în număr de 219 precum și a procedurilor de sistem și de proces elaborate/actualizate la 30.06.2017, în număr de 108;
- stabilirea indicatorilor de performanță asociați activităților și obiectivelor specifice pe departamente, direcții în număr de 353, la 31.12.2017;
- actualizarea în curs a Registrului Riscurilor pe societate pentru riscurile escaladate și a Programului de Măsurii pentru Minimizarea Riscurilor pentru riscurile escaladate;
- participarea la ședința Comisiei de monitorizare a implementării SCI/M din data de 06.07.2017, în care s-a analizat stadiului de implementare și dezvoltare a SCI/M în cadrul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/ET-urilor la 30.06.2017 și s-a prezentat „Raportul privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul SNTGN Transgaz SA–30.06.2017”;
- solicitarea actualizării/elaborării următoarelor documente, prin adresa nr. 13182/DSMC/21.03.2017, conform PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”, pentru toate entitățile existente conform ultimei structuri organizatorice aprobate:
 - obiectivele specifice, activități, indicatori de performanță, riscuri, nivel de risc și instrumente de control, (Anexa nr. 1 și Anexa nr. 1a din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”);
 - registrul riscurilor pe serviciu/birou (Anexa nr. 5 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”) pentru toate serviciile/birourile existente conform ultimei structuri organizatorice aprobate;
 - registrul riscurilor pe Departament/direcție/serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatărilor Teritoriale (Anexa nr. 6 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”);
 - formularul alertă la risc (Anexa nr. 2 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”) pentru riscurile escaladate de la nivel de departament/direcție la nivel de societate;
 - “Planul de măsuri pentru minimizarea riscurilor identificate în cadrul serviciului/biroului, Departamentului/Direcției/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale;
 - Serviciul independent” (Anexa nr. 3 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”);
 - Fișa de urmărire a măsurilor de control al riscului (Anexa nr. 4 din PP-91 “Elaborarea/actualizarea registrului riscurilor”).
- actualizarea “Deciziei nr. 519/19.07.2016 privind constituirea *Comisiei de monitorizare, coordonare și îndrumare metodologică a implementării și dezvoltării Sistemului de Control Intern/Managerial al SNTGN Transgaz SA*” prin Decizia nr. 603/27.06.2017;
- actualizarea “Deciziei nr. 518/19.07.2016 privind constituirea Echipei de Gestionare a Riscurilor din cadrul SNTGN Transgaz SA”, conform prevederilor Ordinului SGG nr. 400/2015 din 12.06.2015 modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016 prin Decizia nr. 602/2017;
- nominalizarea/renominalizarea responsabililor cu implementarea și dezvoltarea SCI/M la departamente/direcții/servicii independente și la direcțiile nou înființate;
- înființarea în cadrul structurii organizatorice a Direcției Strategie Bugetară din subordinea Departamentului Strategie și Management Corporativ, a unei entități funcționale noi sub denumirea de Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M cu Biroul Managementul Riscului, aprobată prin Hotărârea nr. 5/27.02.2017 a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA;
- elaborarea Informării privind monitorizarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății, elaborat de EGR pe baza Rapoartelor privind monitorizarea și gestionarea riscurilor de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente conform Adresei nr. 27317/DSMC/16.06.2017;

- desfășurarea ședințelor Echipei de Gestionare a Riscurilor (EGR) în data de 03.07.2017, respectiv 06.07.2017 în vederea:
 - aprobării Regulamentului de Organizare și Funcționarea a Echipei de Gestionare a Riscurilor;
 - aprobării Declarației-Angajament privind Politica de management a riscurilor a Directorului General;
 - aprobării Metodologiei de Managementul Riscului pentru SNTGN Transgaz SA;
 - avizării Informării privind monitorizarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății, elaborat de EGR pe baza Rapoartelor privind monitorizarea și gestionarea riscurilor de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente conform Adresei nr. 27317/DSMC/16.06.2017.
- desfășurarea ședinței Comisiei de monitorizare în data de 06.07.2017 în vederea:
 - aprobării Regulamentului de Organizare și funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M;
 - analizării/aprobării Informării privind stadiul de implementare SCI/M la nivelul SNTGN Transgaz SA la 30.06.2017 vs 31.12.2016;
 - aprobării Informării privind monitorizarea procesului de gestionare a riscurilor la nivelul societății, elaborat de EGR pe baza Rapoartelor privind monitorizarea și gestionarea riscurilor de la nivelul departamentelor/direcțiilor/serviciilor independente conform Adresei nr. 27317/DSMC/16.06.2017;
 - aprobării Situației centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării SCI/M la data de 30.06.2017, raportare care se transmite Ministerului Economiei București.
- desfășurarea instruirii membrilor Comisiei de monitorizare și a responsabililor SCI/M cu fiecare departament/direcție/ serviciu independent/sucursala/exploatarea teritorială, repartizați pe 3 grupe de lucru, cu următoarea tematică:
 - stabilirea/actualizarea obiectivelor specifice și a indicatorilor de performanță asociați la nivel de Departament/Direcție/servicii independente/Exploatare Teritorială (completarea Anexei 1 la PP-91 Elaborarea/actualizarea riscurilor);
 - stabilirea obiectivelor, activităților, indicatorilor de performanță, riscurilor și instrumentelor de control la nivel de serviciu/birou/compartiment (Anexa 1a la PP-91 Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor);
 - completarea Fișelor analitice și a Fișelor sintetice la nivel de serviciu/departament/direcție/Sucursală/ET;
 - instruirea privind modul de completare a anexelor prevăzute în PP-91 Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor (Anexa 1 și 1a, Anexa 2–Fișa alertă la risc, Anexa 3–Programul de minimizarea a riscurilor, Anexa 4–Registrul Riscurilor);
 - stabilirea aspectelor practice privind modul de completare a chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare SCM;
 - întocmirea "Listei Obiectivelor specifice și indicatorii de performanță pe Exploatarea Teritorială"-pentru **Standardul 5**–"Obiective";
 - elaborarea "Listei Obiectivelor specifice, riscuri și instrumente de control pe Exploatarea Teritorială"-pentru **Standardul 8**–"Managementul riscului"; acțiunea de definitivare privind stabilirea/actualizarea obiectivelor și de completare a anexelor prevăzute în PP-91 Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor la nivelul Transgaz SA, are termen de finalizare și postare pe Zona comună INTRANET/ZoneInterDep/ ControllInternManagerial 01.11.2017 respectiv 12.12.2017;
- transmiterea „Chestionarului de autoevaluare pentru anul 2017” tuturor structurilor organizatorice din cadrul Transgaz SA pentru demararea procesului de autoevaluare a stadiului de implementare SCI/M în cadrul societății, cu Adresa nr. DSMC/46496/03.10.2017 și completarea chestionarului conform prevederilor PP-162 "Autoevaluarea Sistemului de Control Intern/Managerial al SNTGN Transgaz SA";

- centralizarea rezultatelor chestionarelor de evaluare primite de la 151 de servicii/birouri: 15 standarde "implementate" și un standard "parțial implementat"; gradul mediu de implementare al standardelor de control intern la nivelul celor 151 structuri, la data de 31.12.2017 este de **98,18% standarde implmementate**.

Pentru perioada următoare sunt de realizat:

- actualizarea "Deciziei nr. 548 din 26.07.2016 privind numirea responsabililor SCI/M din cadrul SNTGN Transgaz SA;
- actualizarea Procedurii de proces PP 91–"**Elaborarea/actualizarea Registrului riscului**";
- elaborarea și definitivarea Procedurii de sistem PS-106 "**Managementul riscurilor**", în conformitate cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 și PS 01 SMI; prin Adresa nr. DSB/59651/11.12.2017 s-au transmis Serviciului Managementul Calității fișierele de proces și diagramele de flux aferente acestei proceduri; în urma validării acestora se va elabora **Procedura de sistem "Managementul riscurilor"**;
- elaborarea **Procedurii de proces privind activitatea Comisiei de monitorizare SCI/M**;
- elaborarea **Procedurii de proces privind activitatea Echipei de Gestionare a Riscurilor** la nivel de societate;
- actualizarea **Procedurii de proces PP–162 "Autoevaluarea Sistemului de Control Intern/Managerial al SNTGN Transgaz SA"**;
- aprobarea Strategiei de Management al Riscurilor SNTGN Transgaz SA;
- aprobarea Informării privind gestionarea și monitorizarea riscurilor în cadrul SNTGN Transgaz pentru anul 2017;
- aprobarea Informării privind monitorizarea performanțelor la nivel de SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;
- aprobarea Limitei de toleranță la risc pentru anul 2018;
- aprobarea Profilului de risc pentru anul 2018, la nivelul SNTGN Transgaz;
- aprobarea Sistemul de monitorizare a desfășurării activităților din structura obiectivelor SNTGN Transgaz, pentru anul 2018;
- elaborarea Programului de dezvoltare SCI/M pentru anii 2018-2021;
- analiza/actualizarea Registrului riscurilor pe societate și a Planului de măsuri pentru minimizarea riscurilor majore identificate în cadrul SNTGN Transgaz SA–2018;
- completarea Fișelor analitice și a Fișelor sintetice pentru fiecare entitate organizatorică din cadrul Transgaz SA pentru anul 2018;
- elaborarea conform prevederilor Ordinului SGG nr. 200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, a "Situăției Centralizatoare semestrială privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA, la data de 31.12.2017" și transmiterea acesteia către Ministerului Economiei;
- elaborarea conform prevederilor Ordinului SGG nr. 200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, a Raportului asupra sistemului de control intern managerial la data de 31 decembrie 2017, și transmiterea acesteia către Ministerului Economiei;
- elaborarea conform prevederilor Ordinului SGG nr. 200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, a "Situăției Centralizatoare semestrială privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern/managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA- capitolul I" și transmiterea acesteia către Ministerului Economie.

Managementul Riscului

Prin natura activităților desfășurate societatea este expusă riscurilor identificate și prezentate mai sus și de aceea în ipoteza în care oricare dintre riscurile identificate s-ar materializa, ar putea fi afectate în mod negativ activitatea, situația financiară și/sau rezultatele operaționale ale SNTGN Transgaz SA.

Riscurile identificate la nivelul societății și care impun un management și un control adecvat includ:

Riscuri privind sectorul gazelor naturale
Riscul asociat intervenției guvernamentale în sectoarele principale de infrastructură.
Modificarea cadrului de reglementare specific pieței gazelor naturale și a reglementărilor legislative aplicabile activității societății.
Impactul proiectelor concurente asupra activității de transport internațional de gaze naturale.
Fluctuația sezonieră a activității.
Modificarea prețurilor gazelor naturale din România.
Riscuri privind activitatea de transport gaze naturale
Caracterul reglementat al activității de transport gaze naturale.
Variațiile prețului gazului achiziționat de societate.
Riscul aferent implementării noului model de activitate al SNTGN Transgaz SA.
Încheierea contractelor de transport internațional în baza unor acorduri interguvernamentale.
Neîndeplinirea programului minim de investiții - obligație a SNTGN Transgaz SA conform Acordului de Concesiune.
Riscul de a nu reuși îmbunătățirea profitabilității activității curente de transport gaze naturale și reducerea consumului tehnologic.
Riscul privind accesul limitat la surse proprii pentru finanțarea planurilor de dezvoltare.
Imposibilitatea de a dezvolta alte activități generatoare de profit ca domeniu principal de activitate.
Riscul ca ANRE să nu accepte remunerarea investițiilor efectuate și introducerea acestora în RAB.
Riscul ca Sistemul Național de Transport să poată fi afectat de catastrofe naturale.
Riscul privind regimul informațiilor clasificate ale SNTGN Transgaz SA.
Sindicate puternice ce pot îngreuna procesul de optimizare și eficientizare a activității societății.
Riscuri financiare
Creditare.
Cursul valutar.
Rata dobânzii.
Lichidități.

Activități desfășurate pentru stabilirea **riscurilor operaționale** la nivelul societății:

- elaborarea **Procedurii PP-91 "Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor"**;
- stabilirea obiectivelor specifice și indicatorii de performanță asociați activităților și obiectivelor specifice pe departamente, direcții—**Anexa 1**—„Obiective specifice și indicatori de performanță la nivel de Departament/Direcție/Sucursala Mediaș/Exploatari Teritoriale” din PP-91 “Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor”;
- stabilirea indicatorilor de performanță asociați activităților și obiectivelor specifice pe departamente, direcții, UMP Marea Neagră;
- stabilirea activităților specifice Serviciului/biroului din cadrul Departamentului/Direcției/Serviciilor independente pentru îndeplinirea obiectivelor specifice și indicatorii de performanță și riscurile inerente pe activități—**Anexa 1a**—“Obiective, activități, indicatori de performanță, riscuri, nivel de risc și instrumente de control la nivelul Serviciului/Biroului” din PP-91 “Elaborarea/actualizarea Registrului riscurilor”;

- elaborarea Programelor de minimizare a riscurilor identificate (inerente) pentru riscurile identificate la nivel de departament/direcție și până la nivel de serviciu/birou;
- elaborarea și actualizarea **Registrului Riscurilor pe societate** pentru riscurile escaladate conducerii societății și Programul de Măsuri pentru Minimizarea Riscurilor pentru riscurile escaladate top managementului.

Întrucât managementul riscului e un proces foarte complex, iar numărul de compartimente din societate este relativ mare, inițial s-au identificat **riscurile operaționale** la nivelul biroului, serviciului, departamentului, societății și s-au elaborat registrele riscului pe serviciu, departament, societate (conform PP-91).

Ulterior a fost elaborată procedura **Managementul Riscului** urmând ca riscurile identificate să fie supuse analizei *Echipei de gestionare a riscului* și *Comisiei de monitorizare* pentru elaborarea Registrului final al Riscului pe societate și a Planurilor de minimizare a riscului.

Trebuie menționat faptul că toate măsurile întreprinse până în prezent se referă la riscurile operaționale, dar trebuie avute în vedere și analizate și alte riscurile identificate la nivelul societății:

- riscuri privind mediul economic;
- riscuri privind sectorul gazelor naturale;
- riscuri privind activitatea de transport gaze naturale (legi, reglementări);
- riscuri financiare;
- riscuri datorate unor dezastre naturale (cutremure, inundații).

5.2.6 Indicatori cheie de performanță nefinanțari

Din categoria **indicatorilor nefinanțari operaționali de performanță** (prezentați în Anexa a 2a a HG 722/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a unor prevederi din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr.109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice) în cadrul societății sunt monitorizați următorii indicatori:

Nr. crt.	Indicator	Obiectiv	Nr. crt.	2017		Gradul 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 1.Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).	6.1	Faza I: - Obținerea autorizației de construire pentru conductă;	Finalizat	100%
			6.2	- Obținerea autorizației de construire pentru stații de comprimare	Finalizat	
7	Creșterea eficienței energetice	<i>Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%</i>	7.1	<1	0,73	136,9%

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	$IP_0^1 \geq 90\%$	0%	0%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	-	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	-	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	-	
			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	$IP_3^3 \geq 95\%$	0%	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	-	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	100%	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	78,16%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	0%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	10,5%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	78,12%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	76,39%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	100%	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	
Guvernanță corporativă						
9	Implementarea sistemului de control intern/managerial	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 400/2015*100 Realizarea măsurilor prevăzute în Programul de implementarea SCI/M I = măsuri realizate în termen /măsuri propuse *100	9.1	94%	94% Nr. ME 270251/ 30.01.2018 Adresa nr DSMC/2497/ 17.01.2018	100%
10	Satisfacția clienților	Realizarea țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8	10.1	7,7	7,7	100%

		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 8 din Ordinului SGG nr. 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare.	11.1	-Elaborarea metodologiei privind managementul riscului	Realizat Aprobată în ședința EGR din 06.07.2017 – PV nr. DSMC/3176/07.07.2017	100%
			11.2	-Elaborarea declarației de management a riscului;	Realizat Aprobată în ședința EGR din 06.07.2017 – PV nr. DSMC/ 3176/ 07.07.2017	
			11.3	-Elaborare ROF al Echipei de Gestionare a Riscului (EGR);	Realizat Aprobat în ședința EGR din 06.07.2017 – PV nr. DSMC/3176/ 07.07.2017	
			11.4	-Actualizare Deciziei de constituire EGR.	Realizat Decizia nr.602/27.06.2017	
12	Raportarea la timp a indicatorilor cheie de performanță	Încadrarea în termenele legale de raportare I = termene efective de raportare/ termene prevăzute de raportare *100	12.1	Calendar de comunicare financiară către BVB	Realizat	100%
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	Realizat Adresa nr 12315/16.03.2017	
			12.3	Raportare SCI/M	Realizat Nr. ME 270251/ 30.01.2018 Adresa nr DSMC/2497/ 17.01.2018 Adresa nr.31870/07.07.2017 Nr ME 382743/17.08.2017 Adresa nr. 11925/ 14.03.2017 –nr. ME 381077/16.03.2017	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizat Adresa nr.7349/ 14.02.2018	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	Realizat Adresa nr. 38304/16.08.2017	
13	Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca element al planurilor manageriale	Respectarea măsurilor asumate prin Planul de integritate aprobat I = măsuri realizate în termen /măsuri propuse*100	13.1	- Actualizarea site-ului societății în conformitate cu Memorandumul „Creșterea transparenței și standardizarea afișării informațiilor de interes public”	PV nr. 3 din 20.12.2017	100%
			13.2	- Cursuri de formare și perfecționare a salariaților care au atribuții de furnizare a informațiilor de interes public în	Realizat (prin organizarea și desfășurarea cursului de Comunicare externă și comunicare în situații de criză)	

			scopul creșterii capabilității de furnizare a acestora (relevanța informațiilor)	
13.3	- Publicarea indicatorilor tehnici alături de cei financiari pentru proiectele finanțate din fonduri externe nerambursabile	Realizat (www.transgaz.ro/ro/activitati/cooperare-internationala/proiecte-majore-de-dezvoltare)		
13.4	- Elaborarea politicii privind prevenirea corupției	Au fost elaborate: Declarația de politică și Politică privind prevenirea corupției Urmează în luna martie supunerea acestora spre aprobare în CA.		
13.5	- Organizarea de cursuri de perfecționare pe teme privind integritatea, corupția și fraudă (management);	Conform Programului de perfecționare pentru anul 2017, au fost instruiți un număr de 405 salariați, din care 360 manageri. Toți salariații SIG și SAI sunt programați, în trim I 2018, la cursuri cu tema Etică și Integritate. Se va lua legătura cu Serv. Antifraudă din DCC/MEc pentru stabilirea unui program de instruire		
13.6	- Inițierea unei campanii de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției (management);	Intern: a fost transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății. Extern: conform Ord. 1244/2017, se va realiza de către Serv Antifraudă din cadrul DCC/MEc.		
13.7	- Consultarea salariaților în procesul de elaborare a Planului de integritate	Realizat (prin transmiterea tuturor structurilor companiei pe email a unui Chestionar, în faza de elaborare și a draftului Planului de Integritate după elaborarea acestuia)		
13.8	- Adoptarea și distribuția în cadrul societății a declarației de aderare la SNA;	Realizat (prin transmiterea acestuia prin email tuturor structurilor societății și postarea acestuia pe intranet)		
13.9	-Elaborare Plan de integritate;	Realizat (transmis prin Adresele nr. 8731 și 8732/23.02.2017 către Ministerul Economiei și Ministerul Justiției)		
13.10	- Aprobarea și distribuția în cadrul societății a Planului de Integritate	Realizat (Decizia nr. 181/23.02.2017 de aprobare a Planului de Integritate împreună cu Planul de Integritate, transmise tuturor structurilor companiei prin email în data de 24.02.2017		
13.11	- Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia	Realizat (transmise prin Adresa nr. DSMC 4226/29.01.2018, împreună cu Anexa 1 – Situația incidentelor de integritate, Anexa 2- Raportare implementare măsuri SNA Ministerul Justiției și Raport la data de		

			la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	30.01.2018 privind stadiul realizării Planului de Integritate al SNTGN TRANSGAZ SA)
		13.12	-Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	Realizat (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet)
		13.13	_ Evaluarea semestrială a stadiului implementării SCI/M.	Realizat Adesa nr. DSMC/2497/17.01.2018 ME nr.270251/ 30.01.2018 Adresa nr. 31870/07.07.2017 – nr. ME 382743/17.08.2017 Adresa nr.11925/ 14.03.2017 – nr. ME 381077/16.03.2017

Tabel 31 – Realizarea indicatorilor cheie de performanță nefinanțari pentru calculul componente variabile a remunerației în perioada 2017

Notă:

- Referitor la indicatorul de performanță IP_0 , având în vedere dispersia teritorială a societății precum și complexitatea procesului de implementare a procedurilor de lucru conform Standardului de performanță, Transgaz și-a propus elaborarea unei aplicații informatice separate pentru această activitate. Aplicația s-a finalizat și testat doar la începutul anului gazier curent și ca atare, nu a existat o gestionare separată a numerelor unice alocate solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor intrate, alta decât cea folosită pentru toate documentele intrate sau ieșite în/din societate. În prezent toate solicitările/ sesizările/reclamațiile sunt gestionate separat prin aplicația informatică folosită.
- Referitor la indicatorul specific de performanță IP_1^3 , conform art. 14 al H.G. 1043/2004 ce reglementează etapele de racordare, OTS are obligația să pună la dispoziția solicitantului contractul de racordare în 60 de zile de la înregistrarea cererii, nefiind instituită obligația OTS de transmitere a unui răspuns privitor la acceptul sau refuzul de racordare. În acest sens, Transgaz a luat în considerare și a respectat termenul precizat în cuprinsul acestui act normativ.
- Conform indicatorului specific de performanță IP_3^3 , care prevede ca punerea în funcțiune a unei instalații de racordare să se realizeze în termenul stabilit în contractul de racordare, la nivelul societății s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, puneri care s-au realizat la solicitarea partenerilor contractuali. Chiar dacă procesul investițional este finalizat la o anumită dată, punerea în funcțiune și exploatarea instalațiilor s-a efectuat la momentul indicat de solicitant. Astfel, acest indicator nu a fost îndeplinit din punct de vedere al Ordinului ANRE 161/2015, motivele fiind explicate mai sus.
- În ceea ce privește indicatorul specific de performanță IP_5^1 , valoarea acestui indicator nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 4 parteneri adiacenți și 236 de utilizatori de rețea au fost neinformați sau informați necorespunzător din diferite motive precum:
 - probleme tehnice a platformei HELPDESK;
 - foaia de manevră aprobată a ajuns la biroul care se ocupă cu informarea partenerilor adiacenți/utilizatorilor de rețea după finalizarea lucrării (după reluarea serviciului de transport);
 - întreruperi accidentale (fără foaie de manevră), informările electronice ajungând după reluarea serviciului de transport;
 - informarea legată de întrerupere a fost primită în afara orelor de program.
- Valoarea indicatorului specific de performanță IP_5^2 nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 9 parteneri adiacenți au fost informați doar telefonic.
- Valoarea indicatorului specific de performanță IP_6^1 nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, pentru că 30 de parteneri adiacenți și 379 utilizatori de rețea au fost neinformați sau informați necorespunzător din diferite motive precum:
 - foaia de manevră a fost transmisă spre verificare și aprobare cu mai puțin de 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii (în unele cazuri nu s-a ținut cont de sărbătorile legale sau de weekend, care sunt zile nelucrătoare), motiv pentru care foaia aprobată a ajuns la biroul care se ocupă cu informarea partenerilor adiacenți/utilizatorilor de rețea cu și mai puține zile anterior limitării/întreruperii;
 - nu există informări scrise.
- În ceea ce privește valoarea indicatorului de performanță IP_6^2 , această valoare nu s-a încadrat în condiția prevăzută în standard, deoarece prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale pentru 100 de parteneri

adiacenți și utilizatori de rețea nu a fost reluată la termenul specificat în notificare. Informațiile privind nerespectarea termenului de reluare a prestării serviciului de transport țin de fiecare Exploatare Teritorială în parte.

- Referitor la indicatorul de performanță IP_7 , care prevede soluționarea solicitărilor/sesizărilor/ reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 de zile, nu s-a răspuns la un număr de 51 solicitări/ sesizări/reclamații în acest termen datorită faptului că informațiile/datele au fost furnizate de către Exploatarea Teritorială, din diferite motive, cu întârziere. Astfel, nu s-a reușit respectarea termenului impus de standard. Începând cu anul gazier curent, cu ajutorul aplicației IT, la care au acces direct și Exploatarea Teritorială din întreaga țară, se monitorizează mult mai strict fiecare solicitare/sesizare/reclamație primită și fiecare răspuns transmis.

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 acesteia au reușit chiar să ajungă să-și maximizeze performanțele.

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

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

Subscriind acestui deziderat, Transgaz urmărește ca prin aplicarea eficientă a prevederilor Regulamentului de Guvernanță Corporativă să asigure un cadru riguros de dimensionare și reglementare a principiilor guvernanței corporative la nivelul companiei.

Regulamentul de guvernanță corporativă al societății a fost avizat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr. 3/18.01.2011 și aprobat de Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din 2 martie 2011, prin Hotărârea AGA nr.1/2011(art.4).

Documentul are o structură conformă cu cerințele în materie și cuprinde un număr de **9 capitole**, astfel:

- | |
|---|
| - Cap.1– Structuri de guvernanță corporativă : Consiliul de Administrație, Comitetele consultative, Conducerea executivă. Atribuțiile conducerii executive sunt stabilite prin Regulamentul de Organizare și Funcționare al Transgaz iar prin Codul de Conduită Profesională se reglementează normele etice de conduită obligatorie pentru toți angajații și se aplică în toate structurile organizatorice și ierarhice ale companiei. |
| - Cap.2– Drepturile deținătorilor de acțiuni : drepturile deținătorilor de acțiuni, tratamentul deținătorilor de acțiuni. |
| - Cap.3– Consiliul de Administrație : rolul și obligațiile Consiliului de Administrație, structura Consiliului de Administrație, numirea membrilor Consiliului de Administrație, remunerarea membrilor Consiliului de Administrație. |
| - Cap.4– Transparența, raportarea financiară, controlul intern și administrarea riscului : transparența și raportarea financiară. |

- Cap.5– Conflictul de interese și tranzacțiile cu persoane implicate : conflictul de interese; tranzacțiile cu persoane implicate.
- Cap.6– Regimul informației corporative .
- Cap.7– Responsabilitatea socială .
- Cap.8– Sistemul de administrare .
- Cap.9– Dispoziții finale .

6.1 Declarația de Guvernanță Corporativă

I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

II. ELEMENTELE DECLARAȚIEI DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

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

I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

SNTGN Transgaz SA în calitate de societate listată la BVB în categoria Premium, a adoptat în mod voluntar, prevederile CGC al BVB și raportează începând cu anul 2010 conformarea totală sau parțială prin **Declarația privind conformarea sau neconformarea cu prevederile Codului de Guvernanță Corporativă (Declarația „aplici sau explici”)** cuprinsă în Raportul Administratorilor.

În luna septembrie 2015, a fost lansat **un nou Cod de Guvernanță Corporativă al BVB** incident companiilor listate pe piața principală, cu aplicabilitate din 4 ianuarie 2016.

Noul Cod a fost conceput de BVB ca parte a unui nou cadru de guvernanță corporativă și vizează promovarea unor standarde mai ridicate de guvernanță și transparență a companiilor listate.

Implementarea noilor reguli se bazează pe principiul “aplici și explici” care oferă pieței informații clare, corecte și de actualitate despre modul în care companiile listate se conformează regulilor de guvernanță corporativă.

Transgaz se află în deplină conformitate cu majoritatea prevederilor din noul Cod, iar prevederile cu care societatea nu este încă în conformitate au fost prezentate explicit într-un raport curent transmis la BVB în luna ianuarie 2016, acesta fiind publicat și pe site-ul companiei la secțiunea: *Informații investitori/Raportări curente/2016*.

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

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

Tabel privind conformitatea sau neconformitatea cu prevederile noului Cod

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

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	societății, acționar care controlează peste 10% din drepturile de vot, sau cu o companie controlată de acesta.			
	A.4.5. Nu are și nu a avut în anul anterior un raport de afaceri sau profesional cu societatea sau cu o societate controlată de aceasta, fie în mod direct, fie în calitate de client, partener, acționar, membru al Consiliului/Administrator, director general/director executiv sau angajat al unei societăți dacă, prin caracterul sau substanțial, acest raport îi poate afecta obiectivitatea.	X		
	A.4.6. Nu este și nu a fost în ultimii 3 ani auditor extern sau intern ori partener sau asociat salariat al auditorului financiar extern actual sau al auditorului intern al societății sau al unei societăți controlate de aceasta.	X		
	A.4.7. Nu este director general/director executiv al altei societăți unde un alt director general/director executiv al societății este administrator neexecutiv.	X		
	A.4.8. Nu a fost administrator neexecutiv al societății pe o perioadă mai mare de 12 ani.	X		
	A.4.9. Nu are legături de familie cu o persoană în situațiile menționate la punctele A.4.1 și A.4.4.	X		
A.5	Alte angajamente și obligații profesionale relativ permanente ale unui membru al Consiliului, inclusiv poziții executive sau neexecutive în Consiliul unor societăți și instituții non-profit, trebuie dezvăluite acționarilor și investitorilor potențiali înainte de nominalizare și în cursul mandatului său.	X		
A.6	Orice membru al Consiliului trebuie să prezinte Consiliului informații privind orice raport cu un acționar care deține direct sau indirect acțiuni reprezentând peste 5% din toate drepturile de vot. Aceasta obligație se referă la orice fel de raport care poate afecta poziția membrului cu privire la chestiuni decise de Consiliu.		X	Informațiile vor fi solicitate membrilor CA. Transgaz va transmite BVB un raport curent în momentul conformării.
A.7	Societatea trebuie să desemneze un secretar al Consiliului responsabil de sprijinirea activității Consiliului.	X		
A.8	Declarația privind governanța corporativă va informa dacă a avut loc o evaluare a Consiliului sub conducerea Președintelui sau a comitetului de nominalizare și, în caz afirmativ, va rezuma măsurile cheie și schimbările rezultate în urma acesteia. Societatea trebuie să aibă o politică/ghid privind evaluarea Consiliului cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.		X	Activitatea CA este evaluată pe baza criteriilor de performanță incluse în planul de administrare precum și în contractele de mandat, gradul de îndeplinire al acestora este cuprins în raportul anual al CA. Societatea nu are o politică/ghid pentru evaluarea activității CA, evaluarea fiind realizată pe baza

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
				criteriilor mai sus menționate. TGN va transmite un raport curent de conformare în momentul elaborării acestei politici.
A.9	Declarația privind guvernanța 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 guvernanța 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 independenți	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 dezvăluită în mod corect acționarilor și potențialilor investitori, în măsura în care aceste tranzacții se încadrează în categoria evenimentelor care fac obiectul cerințelor de raportare.		X	Această politică va fi elaborată și aprobată conform ROF CA și Actului Constitutiv.
B.11	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 remunerației membrilor Consiliului și a Directorului General, precum și a membrilor Directoratului în sistemul		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>dualist. Aceasta trebuie să descrie modul de conducere a procesului și de luare a deciziilor privind remunerarea să detalieze componentele remunerației conducerii executive (precum salarii, prime anuale, stimulente pe termen lung legate de valoarea acțiunilor, beneficii în natura, pensii și altele) și să descrie scopul, principiile și prezumțiile ce stau la baza fiecărei componente (inclusiv criteriile generale de performanță aferente oricărei forme de remunerare variabilă). În plus, politica de remunerare trebuie să specifice durata contractului directorului executiv și a perioadei de preaviz prevăzută în contract, precum și eventuala compensare pentru revocare fără justa cauza.</p> <p>Raportul privind remunerarea trebuie să prezinte implementarea politicii de remunerare pentru persoanele identificate în politica de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei. 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 guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare.

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	D.1.5. Informații privind evenimentele corporative, cum ar fi plata dividendelor și a altor distribuiri către acționari, sau alte evenimente care conduc la dobândirea sau limitarea drepturilor unui acționar, inclusiv termenele limită și principiile aplicate acestor operațiuni. Informațiile respective vor fi publicate într-un termen care să le permită investitorilor să adopte decizii de investiții.	X		
	D.1.6. Numele și datele de contact ale unei persoane care va putea să furnizeze, la cerere, informații relevante.	X		
	D.1.7. Prezentările societății (de ex., prezentările pentru investitori, prezentările privind rezultatele trimestriale etc.), situațiile financiare (trimestriale, semestriale, anuale), rapoarte de audit și rapoarte anuale.	X		
D.2	Societatea va avea o politică privind distribuția anuală de dividende sau alte beneficii către acționari, propusă de Directorul General sau de Directorat și adoptată de Consiliu, sub forma unui set de linii directoare pe care societatea intenționează să le urmeze cu privire la 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 legatură 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,	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	cel mai devreme, începând cu următoarea adunare a acționarilor.			
D.5	Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.	X		
D.6	Consiliul va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale.	X		Aceste informații sunt cuprinse în raportul anual al Consiliului de Administrație precum și în Declarația conducerii întocmită în conformitate cu art. 30 din Legea contabilității nr. 82/1991.
D.7	Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații 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 și ale comitetelor

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 12.12.2017, 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 Adunarea Generală a Acționarilor, din rândul membrilor Consiliului de Administrație ce asigură funcționarea optimă a organelor societății. Membrii Consiliului de Administrație vor lua parte la toate Adunările Generale ale Acționarilor și își vor exercita mandatul în cunoștință de cauză, cu bună credință pentru interesul societății, cu due-diligence și grijă fără a divulga informațiile confidențiale și secretele comerciale ale societății atât pe perioada mandatului cât și după încetarea acestuia.

Actul Constitutiv al Transgaz actualizat la 12.12.2017 și aprobat de Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor prin Hotărârea nr. 10/12.12.2017, reglementează atribuțiile, răspunderile și competențele Consiliului de Administrație precum și obligațiile administratorilor companiei.

Consiliul de administrație își desfășoară activitatea în baza propriului său regulament și a reglementărilor legale în vigoare. Urmare a implementării Noului Cod de Governanță Corporativă a BVB, consiliul de administrație a avizat modificarea *Regulamentului de Organizare și Funcționare a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA* în sensul respectării prevederilor acesteia și a fost aprobat în art. 1 a HAGOA nr. 4 din 23.06.2016.

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

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

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

Membrii Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA

Componența Consiliului de Administrație al Transgaz până la data de 11.07.2017:

STERIAN ION	Administrator neexecutiv–Președinte, Director General începând cu data de 17.05.2017
PETRU ION VĂDUVA	Administrator executiv–Director General, până la data de 16.05.2017
BOGDAN GEORGE ILIESCU	Administrator neexecutiv, independent
ANDREI RIZOIU	Administrator neexecutiv, independent
RADU STEFAN CERNOV	Administrator neexecutiv, independent

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

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

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

Rolul și obligațiile Consiliului de Administrație

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

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

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

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

În anul 2017 au avut loc 51 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	51	-
PETRU ION VĂDUVA	48	1 prin mandatar și 2 prin absență
BOGDAN GEORGE ILIESCU	48	1 prin absență și 2 prin mandatar
ANDREI RIZOIU	18	3 prin absență
RADU ȘTEFAN CERNOV	15	5 prin mandatar și 1 prin absență
MINEA NICOLAE	30	-
LĂPUȘAN REMUS GABRIEL	29	1 prin mandatar

Dezbaterile se consemnează în procesul-verbal al ședinței, care cuprinde numele participanților, ordinea deliberărilor, deciziile luate, numărul de voturi întrunite și opiniile separate. Procesul-verbal este semnat de către președintele de ședință și de către cel puțin un alt administrator. Pe baza procesului-verbal secretarul consiliului de administrație redactează hotărârea acestuia, care se semnează de președinte.

Consiliul de Administrație va delega conducerea societății către Directorul General al SNTGN Transgaz SA, care nu este Președintele Consiliului de Administrație. Directorul General al SNTGN Transgaz SA reprezintă societatea în relațiile cu terții.

Directorul elaborează și prezintă consiliului de administrație un plan de management pe durata mandatului și pentru primul an de mandat, cuprinzând strategia de conducere pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite în contractul de mandat.

Planul de management trebuie să fie corelat și să dezvolte planul de administrare al consiliului de administrație și va fi supus aprobării acestuia.

Evaluarea activității directorilor de către consiliul de administrație va viza atât execuția contractului de mandat, cât și a planului de management.

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 12.12.2017, 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 tutelată, dacă tranzacția are o valoare, individual sau într-o serie de tranzacții, de cel puțin echivalentul în lei a 100.000 euro.

Consiliul de administrație este obligat să pună la dispoziția adunării generale a acționarilor și a auditorilor financiari documentele Transgaz S.A. și rapoartele de activitate potrivit dispozițiilor legale.

Răspunderea administratorilor

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

Incompatibilități

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

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

Atribuțiile consiliului de administrație

Consiliul de administrație are, în principal, următoarele atribuții:

- stabilește direcțiile principale de activitate și de dezvoltare ale societății;
- elaborează planul de administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite prin contractele de mandat;
- aprobă regulamentul intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul consiliului de administrație și componența acestora;
- stabilește politicile contabile și sistemul de control financiar și aprobă planificarea financiară;
- aprobă structura organizatorică și regulamentul de organizare și funcționare ale TRANSGAZ S.A.;
- numește și revocă directorul general al TRANSGAZ S.A. și stabilește remunerația acestuia;
- aprobă planul de management pe durata mandatului și pentru primul an de mandat al directorului general al TRANSGAZ S.A.;
- supraveghează activitatea directorului general;
- pregătește raportul anual, organizează adunările generale a acționarilor și implementează hotărârile acesteia;
- introduce cererea pentru deschiderea procedurii insolvenței TRANSGAZ S.A., potrivit reglementarilor legale în vigoare;
- aprobă nivelul garanțiilor pentru persoanele care au calitatea de gestionar;
- încheie acte juridice prin care să dobândească, să înstrăineze, să închirieze, să schimbe sau să constituie în garanție bunuri aflate în patrimoniul TRANSGAZ S.A., cu aprobarea adunării generale a acționarilor atunci când legea impune această condiție;
- aprobă competențele sucursalelor pe domenii de activitate (economic, comercial, tehnic, administrativ, financiar, juridic etc.) în vederea realizării obiectului de activitate al TRANSGAZ S.A.;
- aprobă modificarea obiectului secundar de activitate al SNTGN „Transgaz” S.A.;
- aprobă înființarea/desființarea punctelor de lucru–obiective aparținând SNT;
- aprobă încheierea oricărui contracte pentru care nu a delegat competența directorului general al TRANSGAZ S.A.;
- supune anual adunării generale a acționarilor, după încheierea exercițiului financiar, raportul cu privire la activitatea TRANSGAZ S.A., bilanțul contabil și contul de profit și pierderi pe anul precedent;
- supune adunării generale a acționarilor programului de activitate și proiectul de buget de venituri și cheltuieli pentru anul următor;
- convoacă adunarea generală a acționarilor ori de câte ori este nevoie;
- stabilește drepturile, obligațiile și responsabilitățile personalului TRANSGAZ S.A., conform structurii organizatorice aprobate;
- hotărăște cu privire la contractarea de împrumuturi bancare, inclusiv a celor externe; stabilește competențele și nivelul de contractare a împrumuturilor bancare de pe piața internă și externă, a creditelor comerciale și a garanțiilor, inclusiv prin gajarea acțiunilor aferente participațiilor deținute în alte societăți potrivit legii; aprobă eliberarea garanțiilor;
- aprobă numărul de posturi și normativul de constituire a compartimentelor funcționale și de producție;
- aprobă programele de producție, cercetare, dezvoltare și investiții;
- aprobă politici pentru protecția mediului înconjurător, securitatea muncii, potrivit reglementărilor legale în vigoare;
- aprobă, în limita bugetului de venituri și cheltuieli aprobat de adunarea generală a acționarilor, modificări în structura acestuia, în limita competențelor pentru care a primit mandat;
- negociază contractul colectiv de muncă prin mandatarea directorului general și aprobă statutul personalului;
- asigură și răspunde pentru aducerea la îndeplinire a oricărui altor sarcini și atribuții stabilite de

- adunarea generală a acționarilor sau care sunt prevăzute de legislația în vigoare;
- hotărâște în numele și pentru Adunarea Generală a Asociațiilor 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 Comitetelor Consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA, după cum urmează:

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

Regulamentul Intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA, forma actualizată la data de 11.07.2017, se găsește pe pagina proprie de internet, la secțiunea **Management/Consiliul de Administrație**.

Ultima actualizare a regulamentului a vizat modificarea componenței Comitetelor Consultative urmare a Hotărârii Consiliului de Administrație nr. 22/11.07.2017 privind numirea noilor membrii în Comitetele Consultative, modificare impusă prin Hotărârea AGOA nr. 3/19.06.2017 de numire de noi membrii în Consiliul de Administrație al Transgaz.

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

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
COMITETUL DE NOMINALIZARE ȘI REMUNERARE	va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație; va fi format din administratori ne-	<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;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<p>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"> ▪ 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 cursul anului financiar, raport ce se prezintă adunării generale a acționarilor și cuprinde informații prevăzute în art. 55 alin.(3) din OUG nr. 109/2011 privind governanța corporativă a întreprinderilor publice; ▪ poate apela, dacă este cazul, la asistență din partea unor experți externi pentru îndeplinirea atribuțiilor cerute.
COMITETUL DE AUDIT ȘI RATING	<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>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ asistă și recomandă Consiliul de Administrație, propuneri privind stabilirea sistemului contabil și de control financiar și aprobă planificarea financiar-bugetară; ▪ asistă Consiliul de Administrație în îndeplinirea responsabilităților acestuia în domeniul raportării financiare, al controlului intern, al administrării riscului și ratingului companiei; ▪ evaluează în mod regulat eficiența raportării financiare, controlului intern și sistemului de gestiune a riscului adoptat de societate; ▪ 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;

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<p>președintele comitetului trebuie să fie un membru neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Guvernanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ verifică conformitatea rapoartelor de audit elaborate cu planul de audit aprobat la nivelul companiei; ▪ asigură sprijin Consiliului de Administrație în monitorizarea credibilității și exhaustivității informației financiare furnizate de companie, în special prin revizuirea relevanței și consistenței standardelor contabile aplicate de acesta; ▪ colaborează cu auditul financiar extern al companiei care îi va pune la dispoziție un raport în care vor fi descrise toate relațiile existente între acesta din urmă pe de o parte, și societatea și grupul din care face parte, pe de altă parte; ▪ adresează recomandări Consiliului de Administrație privind selectarea, numirea, renumirea, înlocuirea auditorului financiar precum și termenii și condițiile remunerării acestuia; ▪ monitorizează independența și obiectivitatea auditorului financiar în special prin monitorizarea rotației partenerilor dedicați Emitentului, în firma de audit; ▪ 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.
<p>COMITETUL DE SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE A SNT</p>	<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 Guvernanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ analizează periodic lista obiectivelor de infrastructură critică a Transgaz și măsurile de securitate stabilite; ▪ asigură condițiile necesare implementării măsurilor de protecție a tuturor obiectivelor de infrastructură critică ale societății sau aflate sub autoritatea/coordonarea societății; ▪ monitorizează/reactualizează programele proprii de prevenire și combatere a terorismului prin măsuri optime de protecție fizică și organizatorică, cu recomandări în acest sens către Consiliul de Administrație; ▪ monitorizează îndeplinirea programelor de mentenanță și modernizare dezvoltare a SNT precum și a modului de respectare a normativelor tehnice de exploatare și mentenanță a capacităților de producție.
<p>COMITETUL DE STRATEGIE ȘI DEZVOLTARE</p>	<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 Guvernanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ asistă Consiliul de Administrație în îndeplinirea responsabilităților acestuia în domeniul elaborării și actualizării strategiei generale de dezvoltare a societății; ▪ analizează oportunitățile identificate privind dezvoltarea afacerii și emite recomandări Consiliului de Administrație cu privire la acestea; ▪ analizează și asigură asistență Consiliului de Administrație în ceea ce privește direcțiile de dezvoltare și cooperare internațională ale societății; ▪ monitorizează și analizează îndeplinirea planurilor/programelor strategice și de acțiune privind obligațiile Transgaz în calitate de operator tehnic al SNT și emitent la bursă; ▪ elaborează propuneri privind îmbunătățirea și eficientizarea activității strategice, de dezvoltare și colaborare; ▪ adresează recomandări Consiliului de Administrație cu privire la operaționalitatea eficientă a planurilor/ programelor strategice și de acțiune; ▪ monitorizează și analizează îndeplinirea indicatorilor de performanță ai sistemului de transport și de performanță economico-financiară a activității societății.

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
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

Componența comitetelor consultative constituite la nivelul CA al societății până la data de 16.05.2017:

Denumirea Comitetului Consultativ	Componența Comitetului	
Comitetul de Nominalizare și Remunerare	Sterian Ion	- administrator neexecutiv
	Cernov Radu Ștefan	- 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
	Cernov Radu Ștefan	- administrator neexecutiv, independent
	Rizoiu Andrei	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion	- administrator neexecutiv
	Văduva Petru Ion	- administrator executiv
	Rizoiu Andrei	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion	- administrator neexecutiv
	Văduva Petru Ion	- administrator executiv
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
	Rizoiu Andrei	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Sterian Ion	- administrator neexecutiv
	Văduva Petru Ion	- administrator executiv
	Cernov Radu Ștefan	- administrator neexecutiv, independent

Urmarea faptului că în ședința Consiliului de Administrație din data de 16.05.2017, domnul Petru Ion Văduva a renunțat la calitatea de Director General, și a fost numit în funcția de Director General Interimar domnul Ion Sterian, a fost modificată și componența Comitetului de Nominalizare și Remunerare. Astfel, prin preluarea funcției de director general interimar, domnul Ion Sterian nu mai este membru al acestui comitet, el fiind înlocuit de domnul Petru Ion Văduva.

Ulterior, urmare a HAGOA nr. 3/19.06.2017 de numire de noi administratori provizorii, respectiv a domnilor Minea Nicolae și Lăpușan Remus-Gabriel, în cadrul ședinței Consiliului de Administrație din data de

11.07.2017 s-a stabilit modificarea componenței comitetelor consultative constituite la nivelul CA al societății. Astfel, începând cu această dată, componența comitetelor este următoarea:

Denumirea Comitetului Consultativ	Componența Comitetului	
Comitetul de Nominalizare și Remunerare	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent, președinte al Comitetului de Audit și Rating
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
	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 2017 de către cele cinci comitete consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație în temeiul prevederilor:

- Art. 140² din Legea nr. 31/1990 privind societățile, cu modificările și completările ulterioare, republicată;
- Codului de Guvernanță Corporativă al BVB;
- Art. 4 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr. 7 din 27.05. 2013;
- Art. 9 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr. 13 din 29.07.2013;
- Art. 4 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr. 2 din 10.02.2014;
- Art. 1 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr. 21 din 16.06.2014;
- Art.10.1 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr.43 din 19.11.2014;
- Art.12 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr.39 din 17.12.2015;
- Art. 4 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr.15 din 16.05.2017 și
- Art. 2 al Hotărârii Consiliului de Administrație nr.22 din 11.07.2017,

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

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

Modul de prezentare al raportului de activitate a comitetelor consultative constituite la nivelul CA în anul 2017 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 2017	Comitetul Consultativ de Nominalizare și Remunerare	Sterian Ion–până în 16.05.2017 Văduva Petru Ion–din 17.05.2017 Cernov Radu Ștefan Iliescu Bogdan George
2.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Strategie și Dezvoltare în perioada ianuarie– iunie 2017	Comitetul Consultativ de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion Văduva Petru Ion Iliescu Bogdan George Rizoiu Andrei
3.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice în perioada ianuarie–iunie 2017	Comitetul Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Sterian Ion Văduva Petru Ion Cernov Radu Ștefan
4.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT în perioada ianuarie–iunie 2017	Comitetul Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion Văduva Petru Ion Rizoiu Andrei
5.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Audit și Rating în perioada ianuarie–iunie 2017	Comitetul Consultativ de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George Cernov Radu Ștefan Rizoiu Andrei
6.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Nominalizare și Remunerare în perioada ianuarie–decembrie 2017	Comitetul Consultativ de Nominalizare și Remunerare	Sterian Ion–până în 16.05.2017 Văduva Petru Ion–din 17.05.2017 Cernov Radu Ștefan–până în 10.07.2017 Minea Nicolae–din 11.07.2017 Iliescu Bogdan George
7.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Strategie și Dezvoltare în perioada ianuarie– decembrie 2017	Comitetul Consultativ de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion Văduva Petru Ion Iliescu Bogdan George Rizoiu Andrei–până în 09.07.2017 Minea Nicolae–din 11.07.2017
8.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice în perioada ianuarie–decembrie 2017	Comitetul Consultativ de Reglementare și Relații cu Autoritățile Publice	Sterian Ion Văduva Petru Ion Cernov Radu Ștefan–până în 10.07.2017 Lăpușan Remus Gabriel–din 11.07.2017
9.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT în perioada ianuarie–decembrie 2017	Comitetul Consultativ de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion Văduva Petru Ion Rizoiu Andrei–până în 09.07.2017 Lăpușan Remus Gabriel–din 11.07.2017
10.	Raport de activitate a Comitetului Consultativ de Audit și Rating în perioada ianuarie–decembrie 2017	Comitetul Consultativ de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George Cernov Radu Ștefan–până în 10.07.2017 Rizoiu Andrei–până în 09.07.2017 Lăpușan Remus Gabriel–din 11.07.2017 Minea Nicolae–din 11.07.2017

Secțiunea B–Informații privind riscurile și controlul intern

La nivelul Transgaz a fost înființat inițial un Comitet de Audit, însă urmare a aprobării noii structuri a Comitetelor Consultative prin HCA nr. 7 din 27.05.2013, s-a înființat *Comitetul de Audit și Rating* pentru examinarea în mod regulat a conformității raportărilor financiare, al controlului intern și al sistemului de administrare a riscului și ratingului companiei. Comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor trebuie să fie independenți. Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit că au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului.

Membrii comitetului asistă și înaintează recomandări Consiliului de Administrație privind stabilirea sistemului contabil și de control financiar precum și planificarea financiar-bugetară.

Comitetul efectuează analize de audit și elaborează pe baza acestora rapoarte de audit, verificând totodată conformitatea rapoartelor de audit elaborate cu planul de audit aprobat la nivelul companiei. În cadrul societății există înființat Serviciul Audit Intern, aflat în subordonarea directă a Consiliului de Administrație. Acesta raportează Comitetului de Audit și Rating, trimestrial, o sinteză a activității de audit intern desfășurată.

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

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

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

Conflictul de interese

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

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 tututoror 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.

6.2 Activitatea piața de capital

SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș, prin utilizarea eficientă a instrumentelor manageriale și execuția cu responsabilitate a măsurilor angajate față de acționari, investitori, mediul de afaceri și comunitate, a reușit să ocupe în ultima zi de tranzacționare din anul 2017 **locul 3 în Top 10 tranzacționare la BVB și locul 6 în Top 10 tranzacționare la BVB pe întreg anul 2017**. De asemenea, în luna decembrie 2017 Transgaz se situează pe **locul 7 în Top 15 companii listate, în funcție de capitalizarea bursieră** cu o creștere de 1.059 milioane lei a capitalizării bursiere, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2016.

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

Pentru anul 2016 a fost aprobat în ședința AGOA din data de 27.04.2017 un dividend brut pe acțiune în valoare de 46,33 lei în condițiile aplicării cotei de 90,00473% din profitul contabil rămas după

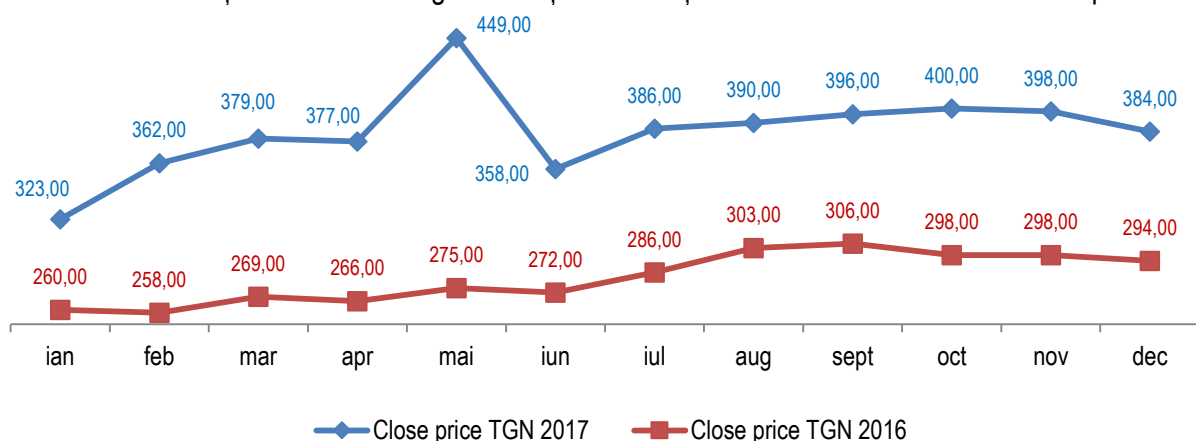
deducerea impozitului pe profit, în baza OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, cu modificările și completările ulterioare și a Memorandumului de Guvern prin care au fost mandatați reprezentanții de Statului Român în AGA pentru a hotărî repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2016 sub formă de dividende. Totodată, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din data de 23/24.10.2017, prin aplicarea prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 29/2017 pentru modificarea art. 1 alin.(1) lit. g) din Ordonanța Guvernului nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome și pentru modificarea art. 1 alin. (2) și (3) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind Governanța Corporativă a Întreprinderilor Publice, a aprobat **distribuirea sub formă de dividende a sumei de 171 milioane lei, din sumele existente în soldul la 31.12.2016 al conturilor „alte rezerve” și „rezultatul reportat”**, respectiv plata unui dividend brut pe acțiune în valoare de **14,52 lei/acțiune**, tuturor acționarilor înscriși în registrul acționarilor Transgaz din data de 08.11.2017.

Acțiunea TGN

Anul 2017 a fost anul în care prețul de închidere al acțiunii TGN a înregistrat, pe parcursul întregului an, valori net superioare celor din anul 2016, cu un maxim istoric în luna mai 2017, de 449,00 lei/acțiune. Astfel, începând cu luna ianuarie 2017 acțiunea TGN a urmat un trend ascendent cu maximul de 449,00 lei/acțiune înregistrat în luna mai pe fondul publicării informării privind acordarea de dividende suplimentare distribuite din sumele existente în soldul la 31.12.2016, al conturilor “Alte rezerve” și “Rezultatul reportat”.

Ulterior, pe fondul ex-datei de dividend pentru anul financiar 2016 precum și neaprobarea de către AGOA a distribuirii de dividende suplimentare din rezerve și din rezultatul reportat la data de 31.12.2016, acțiunea TGN a suferit o depreciere înregistrând la sfârșitul lunii iunie valoarea de 358,00 lei/acțiune, acesta fiind și minimul anului 2017.

Începând cu luna iulie 2017 acțiunea TGN a urmat un trend ascendent, datorat în principal aprobării în luna octombrie a plății, începând cu data de 28.11.2017, a dividendelor suplimentare distribuite din sumele existente în soldul la 31.12.2016, al conturilor “Alte rezerve” și “Rezultatul reportat”. În luna decembrie 2017 acțiunea TGN a înregistrat o ușoară corecție datorată ex-datei de dividend suplimentar.



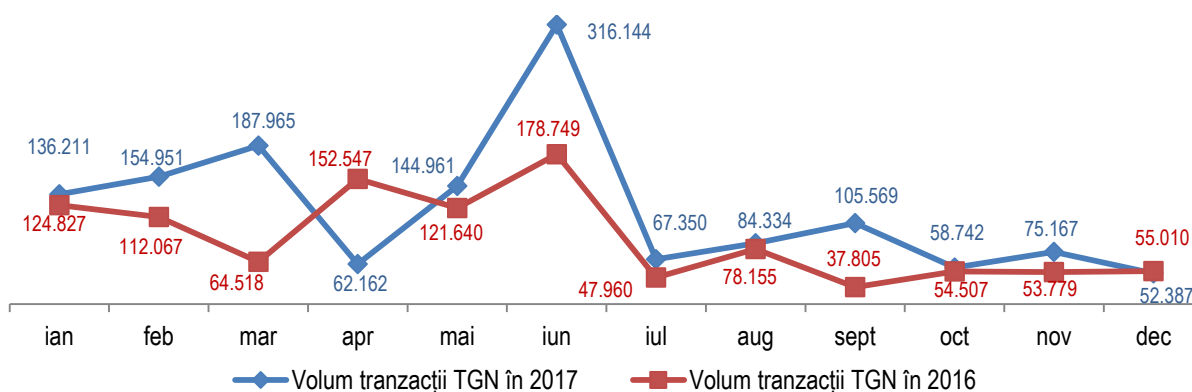
Grafic 25-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2017–31.12.2017 vs. 01.01.2016–31.12.2016

Volumele tranzacționate, dar și valorile tranzacțiilor au înregistrat în anul 2017 valori oscilante. Astfel, în primul trimestru al anului atât volumul cât și valorile tranzacționate au avut în principal creșteri, comparativ cu trimestrul I 2016, după care în luna aprilie 2017, volumele tranzacționate au scăzut cu aproximativ

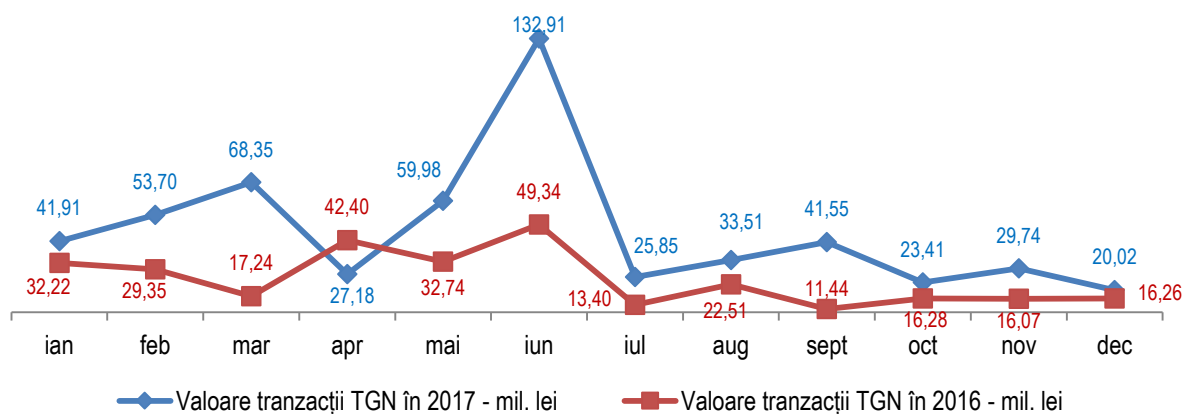
33% iar valorile tranzacțiilor cu aproximativ 40% pe fondul perioadei de așteptare a investitorilor a aprobării de către AGOA a valorii dividendului distribuit din profitul societății la 31.12.2016.

Ulterior, atât volumul cât și valorile tranzacționate au înregistrat creșteri semnificative, atingând în luna iunie 2017 un număr de 316.144 tranzacții și o valoare de 132,91 milioane lei, acestea fiind și maximele anului 2017. În luna iulie pe fondul neaprobării de către AGOA a distribuirii de dividende suplimentare din rezerve și din rezultatul reportat la data de 31.12.2016, volumele tranzacționate, dar și valorile tranzacțiilor au suferit scăderi importante.

În trimestrul III, pe fondul publicării convocatorului privind aprobarea și plata începând cu data de 28.11.2017 a dividendelor distribuite din sumele existente în soldul la 31.12.2016, al conturilor “Alte rezerve” și “Rezultatul reportat”, volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor au înregistrat creșteri, după care până la sfârșitul anului 2017 acestea au avut valori oscilante dar superioare celor din perioada similară a anului 2016.



Grafic 26-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2017–31.12.2017 vs. 01.01.2016–31.12.2016



Grafic 27-Valoare tranzacții TGN–mil lei în perioada 01.01.2017–31.12.2017 vs. 01.01.2016–31.12.2016

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

Anul	P/BV	PER	DIVY	EPS
2008	0,92	7,36	7,92	20,29
2009	0,84	9,82	6,67	25,36
2010	1,39	8,38	4,65	31,96
2011	1,02	6,99	12,88	31,94
2012	0,79	8,26	13,65	32,24
2013	0,73	6,62	11,49	27,97
2014	1,01	9,25	6,69	28,41
2015	0,98	6,49	7,87	42,68
2016	0,97	7,08	9,39	41,51
2017	1,18	7,60	15,85	50,50

Tabel 32-Situația indicatorilor bursieri în perioada 2008-2017

În perioada încheiată la 31 decembrie 2017, toți cei patru indicatori bursieri, respectiv P/BV (raportul prețului pe valoarea contabilă a unei acțiuni), PER (prețul acțiunii/profitul pe acțiune), randamentul dividendelor (DIVY) precum și indicatorul EPS (profitul pe acțiunea TGN) au înregistrat creșteri importante comparativ cu aceeași perioadă a anului 2016.

În anul 2017, indicatorul P/BV a crescut față de anul 2016, acesta înregistrând valoarea de 1,18 ceea ce indică faptul că, acțiunea TGN a devenit din nou o acțiune corect evaluată pe piață.

Valoarea indicatorului PER de 7,60 indică o creștere a eficienței investiției în acțiunea TGN comparativ cu anul 2016.

Creșterea randamentului dividendelor (DIVY) este datorată creșterii cotei aplicate la repartizarea profitului societății sub formă de dividende, de la procentul de 65,01977%, în anul 2015, la un procent de 90,00473% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit în anul 2016.

Valoarea de 50,50 înregistrată în anul 2017 de indicatorul EPS, se datorează rezultatelor financiare foarte bune obținute de companie, aceasta fiind cea mai mare valoare înregistrată de acesta de la listarea companiei.

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

Compania		P/E	P/BV	EV/EBITDA
Enagas	Spania	11,5	1,9	10,3
SNAM Rete Gas	Italia	12,9	2,0	11,6
Fluxys	Belgia	31,5	2,9	12,0
Media		18,6	2,3	11,3
Transgaz	România	11,7	1,1	4,2
Premium /Discount		37%	52%	63%

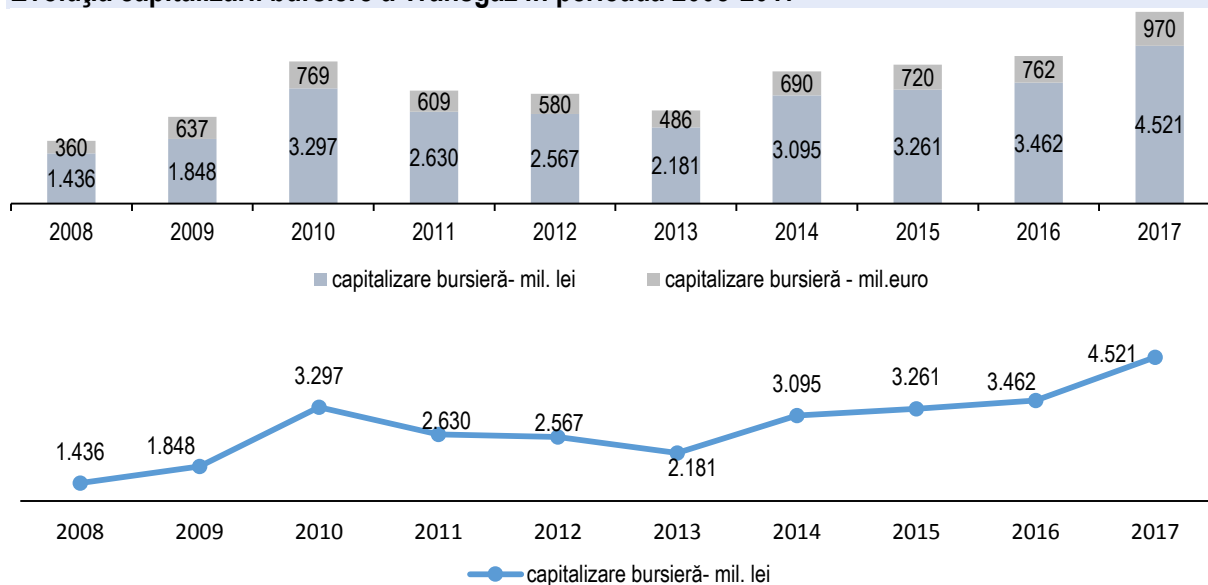
Sursa: Bloomberg la data de 06.02.2018

Tabel 33-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa

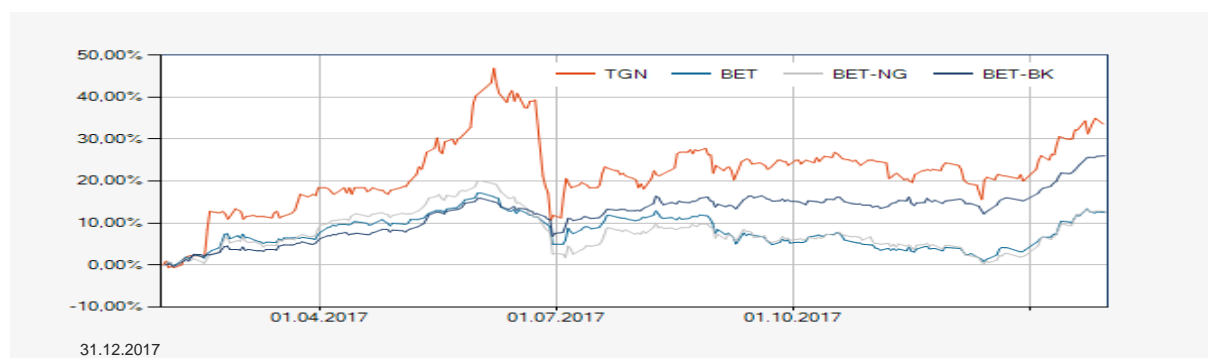
Capitalizarea bursieră

Capitalizarea bursieră a companiei la data de 31.12.2017 a fost de 4,52 miliarde lei (970 mil. euro), respectiv cu 1.059 milioane lei (~ 208 milioane euro) peste nivelul înregistrat la 31.12.2016.

Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz în perioada 2008-2017



Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK pe parcursul anului 2017



Sursa: www.bvb.ro

După cum se poate observa, pe întreaga perioadă a anului 2017 acțiunea TGN a înregistrat valori superioare față de cele ale principalilor indici bursieri BET, BET-NG și BET-BK, cu un vârf în luna iunie 2017, în care acțiunea Transgaz a înregistrat valori net superioare departându-se astfel față de aceștia.

Ulterior, la începutul lunii iulie 2017, aceasta a urmat un trend puternic descendent, apropiindu-se astfel de valorile celor trei indici bursieri, pentru ca apoi, pe parcursul lunilor următoare să înregistreze o evoluție similară cu indicii dar la valori superioare acestora.

Politica cu privire la dividend

Valoarea dividendelor cuvenite acționarilor se determină în conformitate cu **Ordonanța Guvernului nr.64 din 30 august 2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată**

prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare, care prevede la art.1 alin. (1) lit. f) repartizarea din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit a **"minimum 50% dividende în cazul societăților naționale cu capital integral sau majoritar de stat"**.

În anul 2016, valoarea aprobată pentru dividendele aferente anului 2015 a fost determinată conform prevederilor OG nr. 64/2001 prin aplicarea cotei de **65,01977%** asupra profitului net reîntregit cu suma reprezentând participarea salariaților la profit. În anul 2017, determinarea valorii dividendelor aferente anului 2016 s-a realizat în baza prevederilor OG nr. 64/2001 și a Memorandumului de Guvern prin care au fost mandatați reprezentanții Statului Român în AGA pentru a hotărî repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2016 sub formă de dividende, prin aplicarea cotei de **90,00473%** asupra profitului net reîntregit cu suma reprezentând participarea salariaților la profit.

Societatea înregistrează și achită dividende repartizate din profitul net, numai după aprobarea situațiilor financiare anuale de către Adunarea Generală a Acționarilor.

Astfel, prin Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 29.04.2016, publicată în Monitorul Oficial al României, partea IV-a, nr. 1973/23.05.2016, a fost aprobată plata unui **dividend brut aferent exercițiului financiar 2015, în valoare de 27,61 lei/acțiune**.

Prin Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din data de 27.04.2017, publicată în Monitorul Oficial al României, partea IV-a, nr. 1638/15.05.2017, a fost aprobată plata unui **dividend brut aferent anului financiar 2016, în valoare de 46,33 lei/acțiune**.

Totodată, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din data de 23.10.2017, prin aplicarea prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 29/2017 pentru modificarea art. 1 alin. (1) lit. g) din Ordonanța Guvernului nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome și pentru modificarea art. 1 alin. (2) și (3) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind Guvernanța Corporativă a Întreprinderilor Publice, a aprobat **distribuirea sub formă de dividende a sumei de 171 milioane lei, din sumele existente în soldul la 31.12.2016 al conturilor „alte rezerve” și „rezultatul reportat”, respectiv plata unui dividend brut pe acțiune în valoare de 14,52 lei/acțiune**, tuturor acționarilor înscrși în registrul acționarilor Transgaz din data de 08.11.2017.

La sfârșitul anului 2017, societatea a plătit acționarilor dividende nete aferente anului financiar 2016 în valoare de 536.336.922,11 lei pentru un număr de 11.727.683 acțiuni și dividende nete acordate conform OUG nr.29/2017 în valoare de 167.197.949,19 lei pentru un număr de 11.663.526 acțiuni.

Revizuirea ratingului Transgaz

În data de 24 iunie 2015 Standard&Poor's Ratings Services a îmbunătățit rating-ul Transgaz SA de la „BB” la „**BB+**” **cu perspectivă stabilă**.

Decizia agenției de evaluare financiară de a îmbunătăți rating-ul Transgaz recunoaște succesul eforturilor echipei de management de a îmbunătăți și moderniza activitatea operațională și transparența instituțională, a programului de investiții al societății.

În același timp, agenția de rating a recunoscut progresele înregistrate în activitatea autorității de reglementare și a stabilizării cadrului de reglementare.

Printre punctele pozitive menționate în analiza Standard&Poor's se numără:

- îmbunătățirea predictibilității și transparenței activității de reglementare pentru serviciile de transport gaze naturale din România, prin menținerea neschimbată a cadrului actual până la sfârșitul actualei perioade de reglementare;
- predictibilitatea cash flow-ului cel puțin până în anul 2017, la sfârșitul perioadei de reglementare;
- creșterea procentului tarifelor de rezervare a capacității la 50%;
- obținerea sporurilor de eficiență pentru cinci ani și asigurarea de remunerare mai mare pentru investițiile noi ca urmare a recunoașterii veniturilor nerealizate din perioada de reglementare anterioară;
- creșterea investițiilor pe termen mediu și lung începând cu a doua jumătate a anului 2015.

Perspectiva stabilă reflectă opinia Standard&Poor`s conform căreia, cadrul de reglementare s-a îmbunătățit, rămâne predictibil și transparent, iar Transgaz va putea obține astfel rezultate operaționale și financiare solide în următorii doi sau trei ani.

În raport se menționează de asemenea că o creștere cu două trepte a ratingului României poate determina o îmbunătățire a ratingului companiei în condițiile în care atât profilul de creditare al companiei cât și sprijinul guvernamental rămân neschimbate.

6.3 Fuziuni sau reorganizări semnificative

În anul 2017 nu au avut loc fuzionări sau reorganizări în cadrul SNTGN Transgaz SA.

7. ANALIZA ACTIVITĂȚII SOCIETĂȚII

7.1 Analiza activității operaționale

7.1.1 Activitatea de transport intern gaze naturale

În perioada **1 octombrie 2016–30 septembrie 2017** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 39/10 august 2016**, 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 2017–31 decembrie 2017** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 74/2 august 2017**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport.

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.

Contractele de transport gaze naturale semnate cu beneficiarii serviciilor sunt conforme contractului-cadru reglementat și asigură cadrul legal pentru prestarea serviciilor ferme și întreruptibile de transport.

Prestarea serviciului de transport intern gaze naturale desemnează ansamblul de activități și operațiuni desfășurate pentru și în legătură cu rezervarea capacității de transport și transportul prin SNT al cantităților determinate de gaze naturale.

Transportul cantităților de gaze naturale se realizează de la punctele de predare/preluare comercială de la intrarea în SNT până la punctele de predare/preluare comercială de la ieșirea din SNT, gazele naturale necesare acoperirii pierderilor din SNT fiind în responsabilitatea Transgaz.

Prin serviciile de transport contractate în anul 2017 s-a realizat transportul cantității totale de **138.140.038,272036 MWh (12.872.891,688 mii mc)** către:

distribuții:	78.906.374,553317 MWh (7.332.253,514 mii mc);	57,12%
consumatori direcți:	39.728.226,370866 MWh (3.726.149,904 mii mc);	28,76%
înmagazinare:	19.225.727,891547 MWh (1.788.099,486 mii mc);	13,92%
reverse flow (Csanadpalota):	279.709,456306 MWh (26.388,784 mii mc);	0,20%

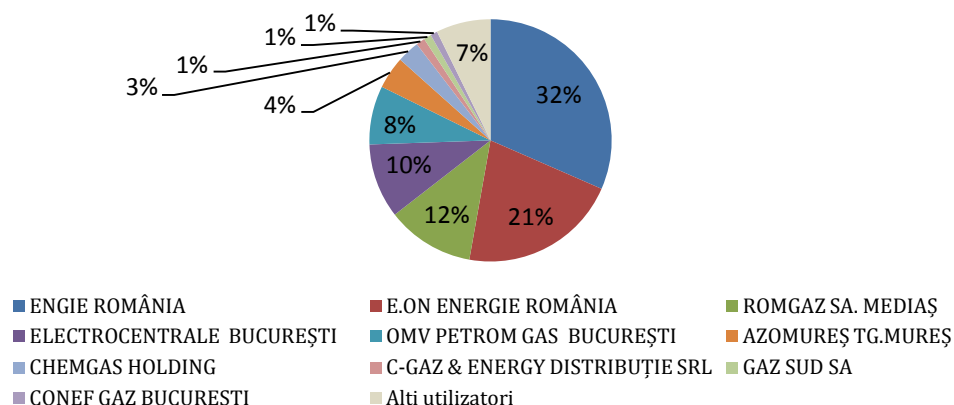
În baza Referatului nr. 15000/31.03.2017 aprobat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr. 13/2017 au fost contractate serviciile de rezervare de capacitate în depozitele de înmagazinare subterană de **372.750 MWh** atât pentru menținerea în stoc a cantității de gaze naturale rămase din ciclul anterior cât și pentru a fi stocate cantități suplimentare de gaze naturale necesare pentru acțiunile de echilibrare a SNT întreprinse de TRANSGAZ și a exploatării în condiții de siguranță a acestuia.

Principalii beneficiari ai serviciului de transport intern al gazelor naturale în anul 2017 sunt următorii:

Principalii utilizatori 2017	Valoare facturată fără TVA 2017 (lei)	%
ENGIE ROMÂNIA	456.080.563,94	32%
E.ON ENERGIE ROMÂNIA	307.300.566,40	21%
OMV PETROM GAS BUCUREȘTI	169.151.333,01	12%
ROMGAZ S.A. MEDIAȘ	144.048.888,91	10%
ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI	113.156.083,05	8%
AZOMUREȘ TG. MUREȘ	62.502.096,73	4%
CHEMGAS HOLDING	34.405.100,67	3%
C-GAZ & ENERGY DISTRIBUȚIE SRL	17.153.228,97	1%
CONEF GAZ BUCUREȘTI	14.495.893,14	1%
PREMIER ENERGY SRL	13.561.336,55	1%
Alții	105.237.321,30	7%
Total	1.437.092.412,65	100,00%

Tabel 34 - Ponderea principalilor utilizatori ai SNT la 31.12.2017

Pentru acoperirea pierderilor din SNT precum și pentru consumul tehnologic propriu, în anul 2017 Transgaz a achiziționat o cantitate de **95.242 mii mc** gaze naturale.



Grafic 28-Pondere principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01.01- 31.12.2017

În anul 2017 s-au încheiat și semnat cu utilizatorii de rețea, **238 contracte** pentru servicii de transport gaze naturale, atât pe termen lung (anuale) cât și pe termen scurt (trimestriale, lunare, zilnice), pentru punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport, inclusiv pentru punctele de interconectare Csanadpalota, Ruse–Giurgiu, Negru Voda 1, Negru Voda–localitate, Mangalia.

Total contracte pe SNT-perioada ianuarie-decembrie 2017

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	35	46	131	6	218

Total contracte în punctele de interconectare încheiate pe RBP-perioada ianuarie-decembrie 2017

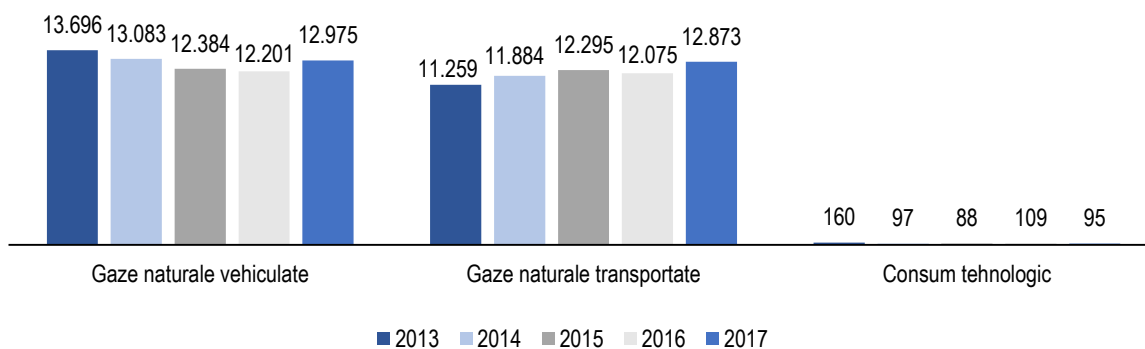
Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	4	1	15	0	20

Detaliat activitatea comercială este prezentată în **Anexa 4**.

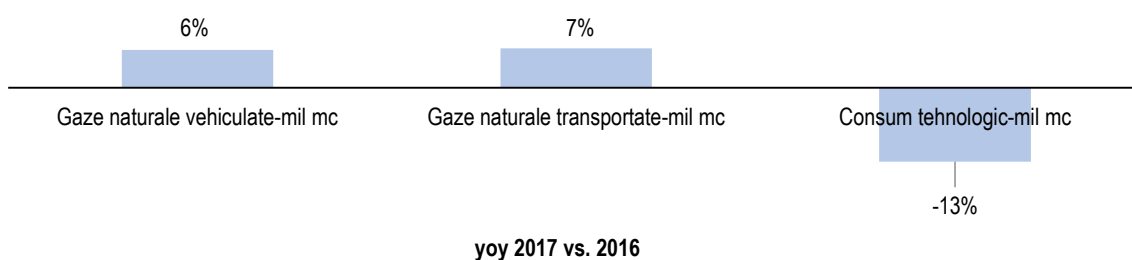
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în perioada 2013–2017 și anul 2017 comparativ cu anul 2016, este următoarea:

Indicator	UM	2013	2014	2015	2016	2017	+/-	%
0	1	2	3	4	5	6	7=6-5	7=6/5*100
Gaze naturale vehiculate	mii mc	13.696.258	13.082.740	12.383.825	12.201.157	12.974.819	773.662	6%
Gaze naturale transportate	mii. mc	11.258.941	11.883.713	12.294.693	12.074.677	12.872.891	798.214	7%
Consum tehnologic	mii. mc	160.140	96.940	88.103	108.874	95.242	-13.632	-13%
Pondere consum tehnologic/ gaze vehiculate	%	1,17%	0,74%	0,71%	0,89%	0,73%		

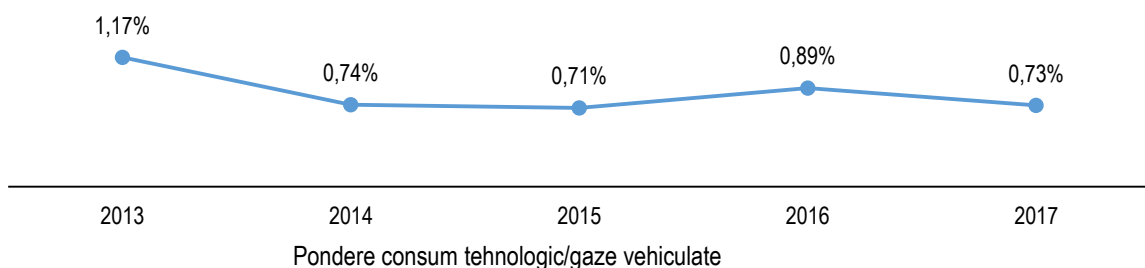
Tabel 35 - Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic în perioada 2013-2017



Grafic 29-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic în perioada 2013-2017



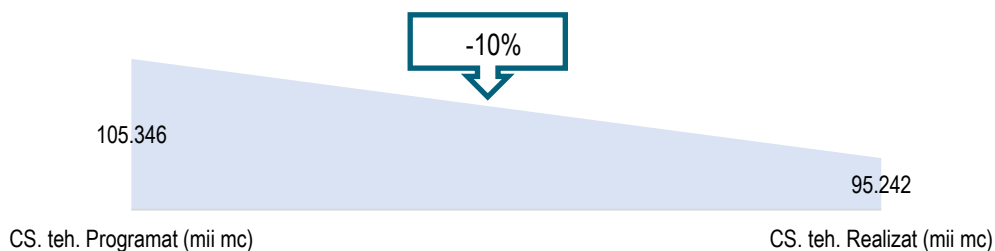
Grafic 30-Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic 2017 vs. 2016



Grafic 31-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2013-2017

	2013	2014	2015	2016	2017
CS.THN PROGRAMAT-mii mc	296.290	197.600	173.036	119.823	105.346
CS.THN REALIZAT-mii mc	160.140	96.940	88.103	108.874	95.242

Tabel 36 - Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2013-2017

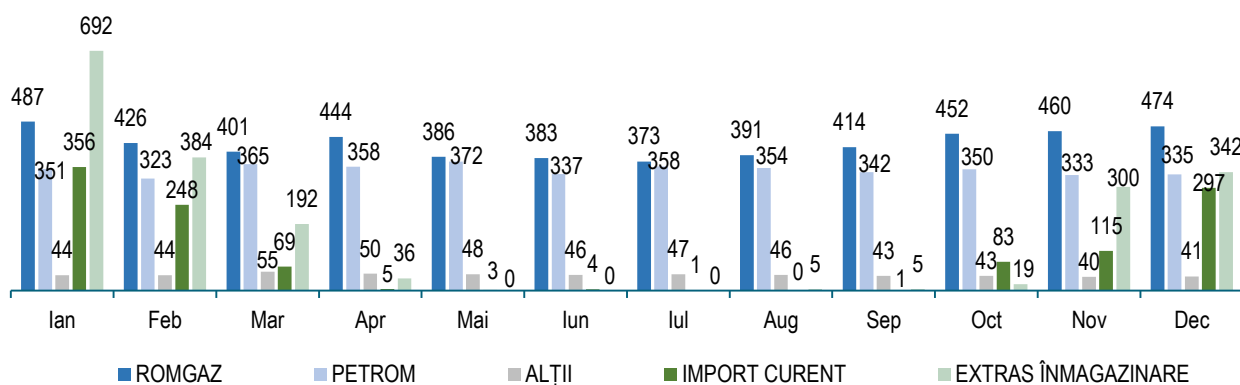


Grafic 32-Nivelul consumului tehnologic total realizat vs. total programat 2017

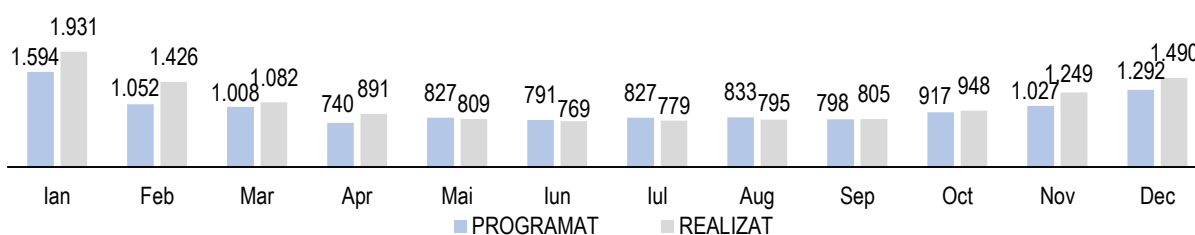
Astfel, după cum se poate observa, în anul 2017, comparativ cu anul precedent, evoluția consumului tehnologic pe SNT a înregistrat un trend descendent, acesta fiind cu 13% mai mic decât cel înregistrat în perioada 01.01-30.09.2016 și cu 10% mai redus față de nivelul programat pentru perioada 01.01-30.09.2017.

	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
ROMGAZ	487	426	401	444	386	383	373	391	414	452	460	474	5.092
PETROM	351	323	365	358	372	337	358	354	342	350	333	335	4.179
ALȚII	44	44	55	50	48	46	47	46	43	43	40	41	546
IMPORT CURENT	356	248	69	5	3	4	1	0	1	83	115	297	1.182
EXTRAS ÎNMAGAZINARE	692	384	192	36	0	0	0	5	5	19	300	342	1.976
REALIZAT	1.931	1.426	1.082	891	809	769	779	795	805	948	1.249	1.490	12.975
PROGRAMAT	1.594	1.052	1.008	740	827	791	827	833	798	917	1.027	1.292	11.705

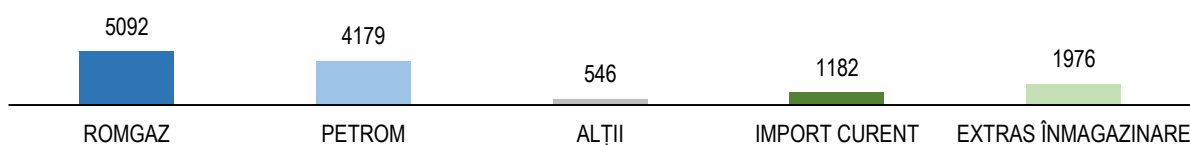
Tabel 37 - Cantitățile de gaze naturale vehiculate în SNT în anul 2017 față de cele programate



Grafic 33-Cantitățile de gaze naturale vehiculate în SNT (mil.mc) în anul 2017, pe surse de proveniență



Grafic 34-Cantitățile de gaze naturale vehiculate în SNT (mil.mc)–Realizat 2017 vs. programat 2017



Grafic 35-Cantitățile de gaze naturale vehiculate în SNT (mil mc), pe surse de proveniență, în anul 2017

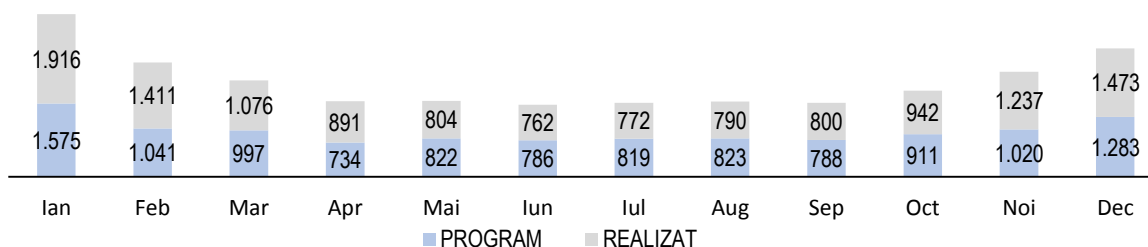
(mii mc)

Cantitățile de gaze naturale transportate în 2017 față de cele programate						
	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun
PROGRAM	1.575.299	1.040.971	997.466	733.853	822.334	786.117
REALIZAT	1.915.795	1.410.720	1.075.797	891.435	804.073	762.351

(mii mc)

Cantitățile de gaze naturale transportate în 2017 față de cele programate							
	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
PROGRAM	818.974	823.209	787.652	911.399	1.019.620	1.282.808	11.599.702
REALIZAT	772.073	789.608	799.625	941.582	1.236.901	1.472.931	12.872.891

Tabel 38-Cantitățile de gaze naturale transportate la consumatori direcți și distribuții prin SNT programat vs. realizat 2017



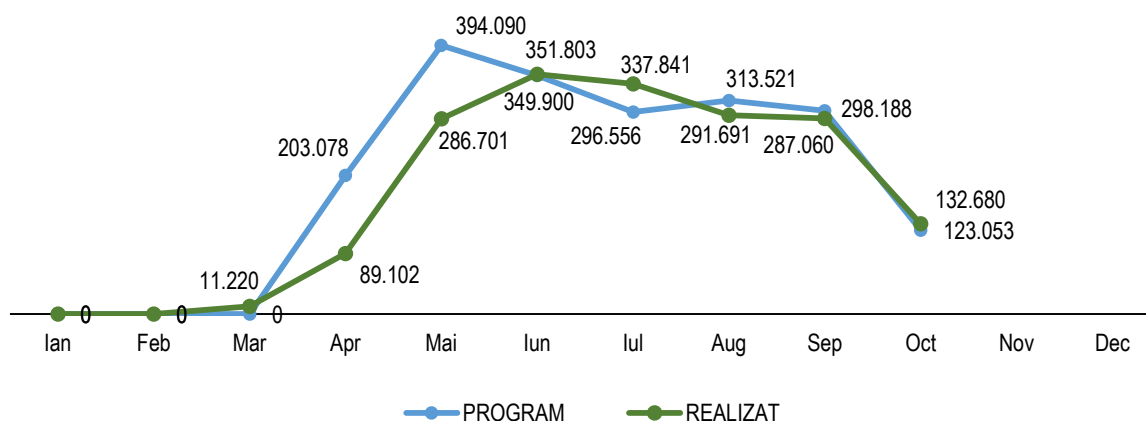
Grafic 36-Cantitățile de gaze naturale transportate la consumatori direcți și distribuții în SNT programat 2017 vs. realizat 2017 (mil mc)

După cum se observă, în anul 2017, cantitatea de gaze naturale transportată a fost de 12,87 miliarde mc cu 1,27 miliarde mc mai mare decât cantitatea programată.

(mii mc)

Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în 2017 față de cele programate													
	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
PROGRAM	-	-	-	203.078	394.090	349.900	296.556	313.521	298.188	123.053	-	-	1.978.386
REALIZAT	-	-	11.220	89.102	286.701	351.803	337.841	291.691	287.060	132.680	-	-	1.788.098

Tabel 39 - Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în anul 2017 - realizări vs. program

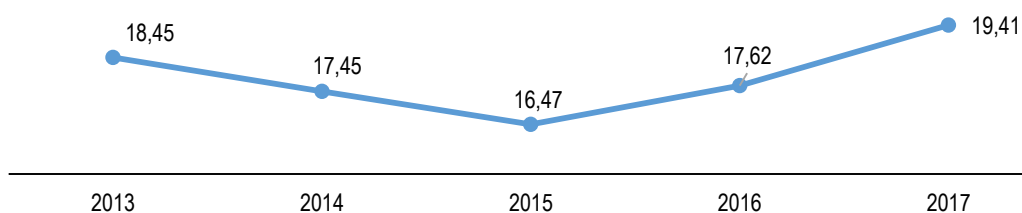


Grafic 37-Cantitățile de gaze naturale destinate înmagazinării în anul 2017-realizări vs. program (mii mc)

Activitatea de transport intern gaze naturale se desfășoară pentru clienții de pe piața gazelor naturale din România în timp ce activitatea de transport internațional gaze naturale se derulează, în prezent, pentru doi clienți **externi**, Bulgargaz EAD și OOO"Gazprom Export".

Cantitățile de gaze naturale transportate prin cele trei conducte de transport internațional în perioada 2013–2017 sunt următoarele:

	(mld mc/an)				
	2013	2014	2015	2016	2017
Total cantități de gaze naturale tranzitate	18,45	17,45	16,47	17,62	19,41

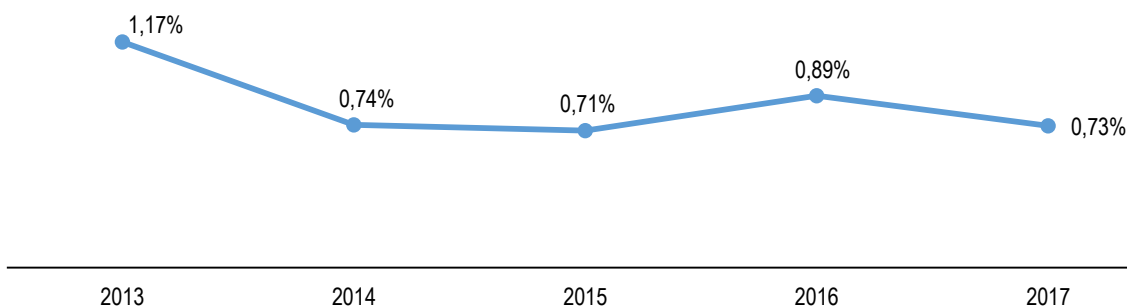


Total cantități de gaze naturale tranzitate-mld mc/an

Grafic 38-Cantitatea totală de gaze naturale destinate înmagazinării în anul 2017-realizări vs. program (mii mc)

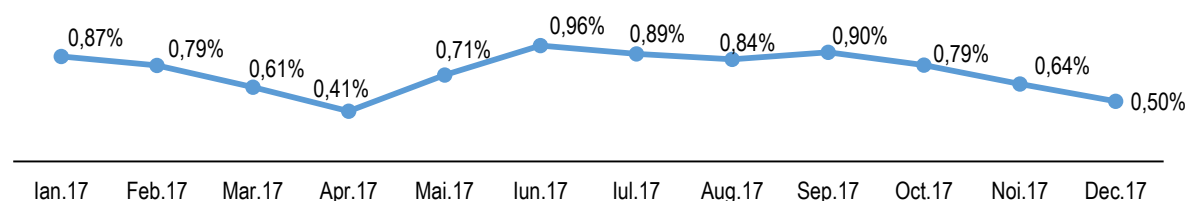
Scăderea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT, de la 1,17% în anul 2013 la 0,89% în 2016 și 0,73% în anul 2017 este rezultatul efortului conjugat al departamentelor de exploatare și operare precum și al unor măsuri tehnice corespunzătoare.

Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada **2013–2017** este următoarea:

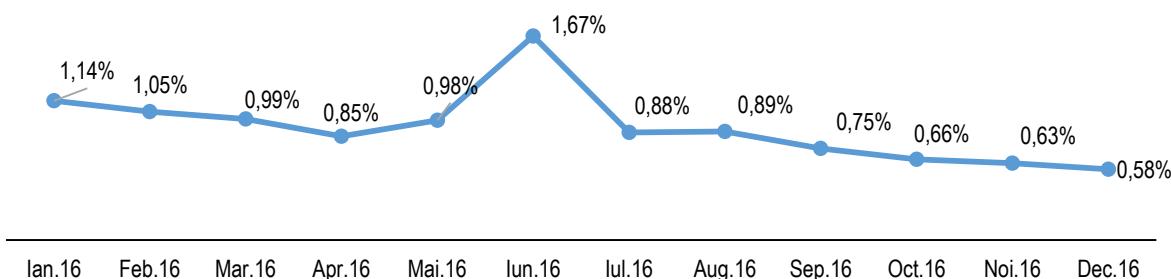


Grafic 39-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate în perioada 2013-2017

Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în **anul 2017** comparativ cu **anul 2016** este următoarea:



Grafic 40-Ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate-2017



Grafic 41-Pondereea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate-2016

7.1.2 Activitatea de transport internațional gaze naturale

Activitatea de transport internațional gaze naturale, este desfășurată de Transgaz în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), valabilă până la data de 08.07.2032.

Activitatea actuală de transport internațional gaze naturale se desfășoară în zona de Sud-Est a țării (Dobrogea) unde sectorul românesc de conducte existent între localitățile Isaccea și Negru Vodă se include în culoarul balcanic de transport internațional gaze naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia și Macedonia.

Pe traseul menționat, la nord de localitatea Isaccea există 3 interconectări cu conductele de transport internațional gaze naturale din Ucraina, iar la sud de localitatea Negru Vodă-3 interconectări cu conductele de transport internațional gaze naturale din Bulgaria.



Fig. 12-Conductele de transport internațional gaze naturale

Activitatea de transport internațional gaze naturale este efectuată prin conducte care nu sunt conectate la Sistemul Național de Transport:

- conductă de transport internațional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG (FIR I) cu următoarele caracteristici: DN 1000, L = 183,5 km și capacitate tehnică = 6,1 mld. Smc/an;
- două conducte de transport internațional gaze naturale pe direcția UA-RO-BG-TK-GR (FIR II și FIR III) fiecare cu următoarele caracteristici: DN 1200, L = 186 km și capacitate tehnică = 9,6 mld. Smc/an (FIR II) și DN 1200, L = 183,5 km și 9,7 mld. Smc/an (FIR III).

Începând cu anul gazier 2016 – 2017 capacitatea de transport a conductei T1 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. În ceea ce privește transportul prin conductele T2 și T3, acesta nu se supune în prezent reglementărilor europene privind accesul terților și se desfășoară în baza acordurilor guvernamentale și a contractelor încheiate cu "Gazprom Export".

Reglementarea acestei situații este un proces complex din cauza, în principal a unor factori care depășesc sfera de competență a Transgaz. Cu toate acestea, compania își propune rezolvarea acestor aspecte și conformarea la prevederile cadrului de reglementare european.

7.1.3 Activitatea de dispecerizare

În anul 2017, ca urmare a măsurilor întreprinse pe linia activității de operare la nivelul **Dispeceratului Național de Gaze Naturale** au fost realizate o serie de acțiuni, dintre care, în principal pot fi menționate:

- analizarea a 52 soluții de alimentare la SNT a terților din punct de vedere al capacității de transport disponibile și al regimului de presiuni care trebuie realizat fără a fi periclitată integritatea SNT;
- elaborarea a 38 fișe de acces la SNT, pentru solicitări de capacitate pentru care au fost întrunite condițiile de acces la SNT;
- verificarea a 21 teme de proiectare și fișe tehnice elaborate de Departamentul Exploatare Mentenanță;
- verificarea și aprobarea a 616 foi de manevră întocmite de Exploatarea Teritoriale;
- verificarea și aprobarea a 21 Programe de lucru privind curățarea interioară și inspecția conductelor magistrale întocmite de Departamentul Exploatare Mentenanță;
- actualizarea continuă a topologiei SNT și a modelului SIMONE al SNT, ținând seama de modificările infrastructurii de transport, pentru păstrarea acurateții calcului LP-SNT; s-au primit 66 solicitări de actualizare a topologiei care toate au fost realizate;
- ținerea evidenței lucrărilor terților în SNT la relocări/devieri de conducte;
- publicarea pe site-ul TRANSGAZ a reducerilor și întreruperilor planificate/neplanificate a serviciilor de transport și informarea prin poșta electronică a utilizatorilor de rețea privind aceste reduceri/întreruperi, corespunzător cerințelor Codului Rețelei, a Standardului de performanță;
- determinarea și raportarea indicatorilor de performanță pentru anul gazier 2016-2017, conform cerințelor Ordinului ANRE 161/26.11.2015 privind aprobarea Standardului de performanță;
- actualizarea calcului formulei N-1 pentru România;
- determinarea și analizarea unor regimuri de transport necesare stabilirii unei funcționări în condiții de siguranță și de eficiență economică a direcțiilor de transport din SNT pe durata sezonului rece și a sezonului cald utilizând programul SIMONE;
- participarea la întâlnirile grupului de lucru interdisciplinar pentru implementarea proiectelor UMP Marea Neagră și analiza problemelor specifice care intră în sfera de competență;
- participarea la întâlnirile de lucru comune ANRE-TRANSGAZ pentru elaborarea metodologiei de tarifare de referință bazată pe capacitatea ponderată cu distanța; elaborare mod de lucru pentru determinarea matricei diferențelor relevante cu fluxurile de gaze;
- participarea săptămânală, în perioada noiembrie-martie, la ședințele Comandamentului energetic de iarnă organizat de Direcția Generală de Energie din cadrul Ministerului Energiei, unde se analizează și se prezintă situația la zi a Sistemului Național Energetic și a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale;
- gestionarea bazei de date (pe suport electronic) cuprinzând schemele tehnologice ale SNT și ale instalațiilor aferente acestuia, precum și verificarea actualizării acestor scheme de către Exploatarea Teritoriale;
- organizarea și monitorizarea împreună cu DTIC a instruirii personalului din cadrul ET-urilor pentru redesenarea într-un format unitar a schemelor tehnologice;
- analizarea modului de calcul al pierderilor de gaze naturale aferente lucrărilor programate și neprogramate (inclusiv accidente tehnice cauzate de terți) din SNT și verificarea evidențelor consumului tehnologic determinat pe baza rapoartelor întocmite de Exploatarea Teritoriale; se lucrează la uniformizarea acestor rapoarte pentru eficientizarea modului de verificare;

- utilizarea unitară a <Metodologiei de determinare și a softului de calcul a consumurilor tehnologice și a pierderilor de gaze naturale aferente execuției lucrărilor și a avariilor tehnice produse în SNT> la nivel de Transgaz;
- determinarea zilnică a LP-ului pe SNT, la orele pare, cu programul de calcul hidraulic SIMONE offline, bazat pe presiunile și temperaturile gazului din SNT pentru evaluarea încadrării SNT în limitele de funcționare stabilite, inclusiv LP de ora 06 utilizat în închiderea ecuației de echilibrare comerciale a SNT); publicarea LP pe site Transgaz; începând cu data de 1 octombrie 2017 calculul și publicarea pe site-ul Transgaz a LP se face orar;
- elaborarea tabelului de calcul al bilanțului zilnic operativ pe zonele din SNT care sunt delimitate de debitmetre ultrasonice montate în noduri tehnologice;
- analiza funcționalităților portalului meteo și îmbunătățirea acestuia prin colaborare cu DTIC;
- elaborarea și finalizarea instrucțiunii de lucru privind monitorizarea stării robinetelor din SNT;
- întocmirea diagramei de flux și a procedurii de determinare LP pe SNT; ambele documente au fost transmise spre verificare în vederea avizării;
- elaborarea procedurii de dispecerizare SNT transmiterea spre verificare și aprobare la Serviciul managementul Calității;
- dispecerizarea SNT în condiții de siguranță și eficiență;
- înaintarea de informări operative zilnice privind starea SNT: Raport stare SNT, Informare operativă incluzând prognoza de consum pe 3 zile; prognoze pe termen scurt, 2, respectiv, 4 zile a consumului de gaze asigurat prin SNT;
- monitorizarea orară a parametrilor calitativi ai gazelor naturale la principalele panourile comerciale de intrare/ieșire în/din SNT și informarea conducerii Transgaz;
- urmărirea desfășurării lucrărilor de mentenanță din SNT conform foilor de manevră;
- coordonarea activității desfășurate în cadrul Dispeceratelor Teritoriale din cadrul Exploatărilor Teritoriale;
- actualizarea documentelor sistemului de control intern/managerial;
- întocmirea raportării lunare pentru BOARD-ul managerial.
- informarea săptămânală a conducerii Transgaz.

Cantitatea de gaze naturale transportată prin conductele de transport internațional în perioada 01.01-31.12.2017 este de **19.412.881,243 mii mc (207.683.953,894 MWh)**.

Activitatea Direcției Operator Piața de Gaze Naturale este prezentată în **Anexa 5**.

7.2 Analiza activității de dezvoltare, reparații și reabilitare

7.2.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la 31.12.2017 sunt următoarele:

Denumire obiectiv/componentă SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional	km	13.350 553
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.126 (1.233 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	6
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG)	buc	6
Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.042
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	872

Tabel 40 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2017

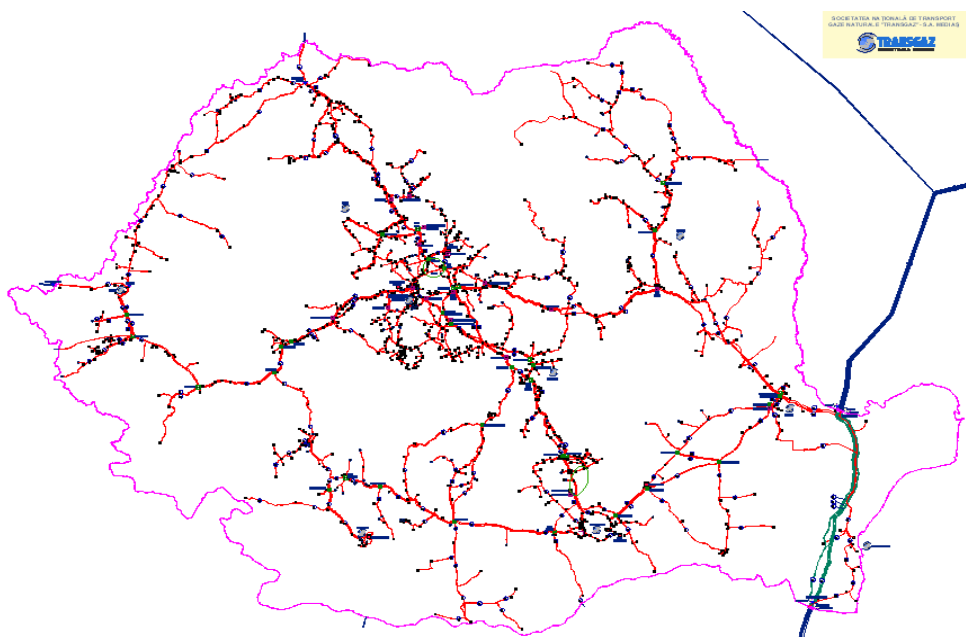


Fig. 13-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale

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

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

Descrierea și analiza 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	6.397	339	141
Între 30 și 40 ani	1.996	133	61
Între 20 și 30 ani	689	220	164
Între 10 și 20 ani	1.723	931	610
< 10 ani	757	165	257
TOTAL	11.562	1.788	1.126 SRM-uri (1.233 direcții de măsurare)
	13.350		

Tabel 41 - Principalele componente ale SNT la 31.12.2017, din perspectiva duratei de funcționare

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport gaze naturale, din cei **13.350 km** aflați în exploatare, cca. **72%** au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani, apropiată de durata lor normală de funcționare.

Diagnosticările efectuate până în anul 2017 cu PIG-ul inteligent pentru cca. **2.495 km** (**3.808 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 anul 2017 au fost efectuate inspecții cu PIG inteligent pentru 218 km conducte. Au fost efectuate curățiri de conducte pe **1.943 km**.

Un procent de 79,5% din conductele de transport gaze naturale au izolația pasivă realizată printr-un sistem pe bază de bitum, actualmente îmbătrânită, ceea ce duce și la creșterea consumului de energie electrică înregistrat la cele **1.042** stații de protecție catodică a conductelor.

Aproximativ **96%** din conductele și racordurile aflate în exploatare sunt protejate catodic. În anul 2017 s-au realizat măsurătorile intensive de potențial pentru **220,6 km** conducte.

Predarea gazelor către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.233** de SRM-uri (direcții de măsurare), **45** 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 **3** stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport. În cursul anului 2017 s-au efectuat lucrări de reparații compresoare, verificare vibrații, reglare supape și revizii la instalații de aer instrumental la STC Șinca. S-au transmis caietele de sarcini la Departamentul Achiziții sectoriale pentru promovarea serviciilor de reparații prevăzute în PRRASM.

Pentru STC Siliștea, s-a finalizat contractul de service lucrările de revizie și reparație la sistemele de monitorizare vibrații la grupurile de comprimare Solar 1 și 2. S-au efectuat verificări și calibrări la sistemele de automatizare, la toate stațiile de comprimare.

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

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

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

Odorizarea gazelor este asigurată printr-un număr de **872** instalații de odorizare din care **546** sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate.

Din cele **546** sisteme moderne, un număr de **28** sunt de tip centralizat–deservind mai multe puncte de livrare. Celelalte **326** sisteme de tip „prin evaporare/picurare” sunt sisteme care nu pot asigura o odorizare continuă și controlată putând duce la situații de sub sau supraodorizare și implicit la consumuri crescute de odorant. Dintre acestea **15** instalații sunt de tip centralizat.

În anul 2017 s-au înlocuit un număr de 7 instalații vechi de odorizare cu unele automate și s-a finalizat procedura de achiziție a încă **121** de instalații de odorizare automate din care s-au livrat 37, diferența urmând a se livra în primul trimestru al anului 2018.

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

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

Puncte de interconectare transfrontalieră

În prezent importul/exportul de gaze naturale în/din România se realizează prin 5 conducte de interconectare transfrontalieră:

Caracteristici ale conductelor de interconectare transfrontalieră	
UCRAINA	Orlovka (UA)–Isaccea (RO) - DN 1000, Capacitate 8.6 mld.mc/an, P _{max} =55 bar
	Tekovo (UA)–Medieșu Aurit (RO) - DN 700, Capacitate=4.0 mld.mc/an, P _{max} =70 bar
UNGARIA	Szeged (HU)–Arad(RO)–Csanadpalota - DN 700, Capacitate=1.75 mld.mc/an, P _{max} = 63 bar
REPUBLICA MOLDOVA	Ungheni (MO) – Iași (RO) - DN 500, Capacitate=1.5 mld.mc/an, P _{max} =50 bar
BULGARIA	Ruse (BG)–Giurgiu (RO) - DN 500, Capacitate=1.5 mld.mc/an, P _{max} =40 bar

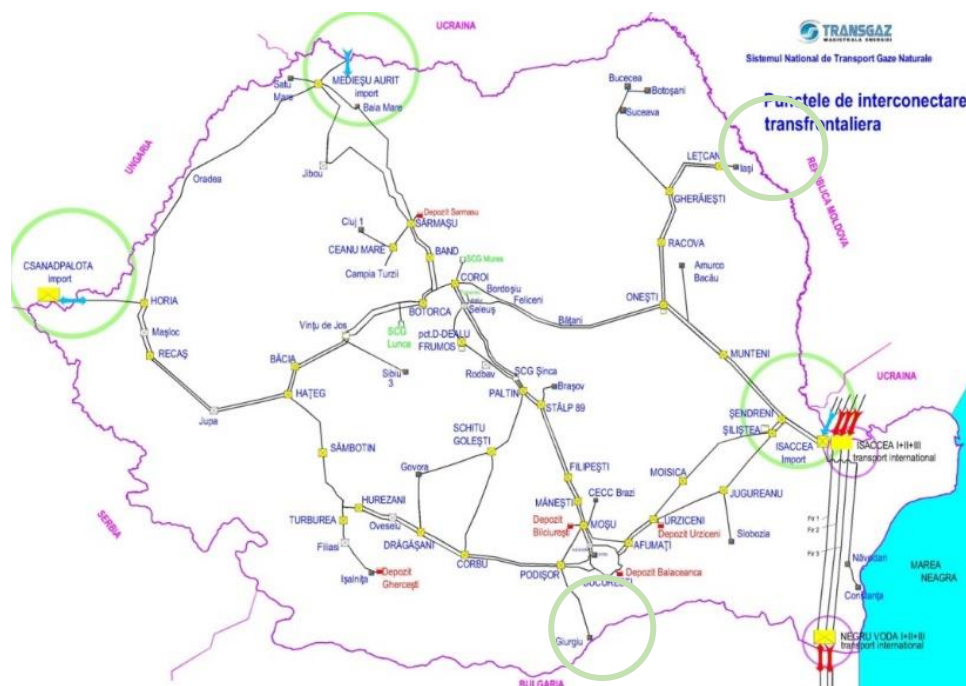


Fig. 14-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

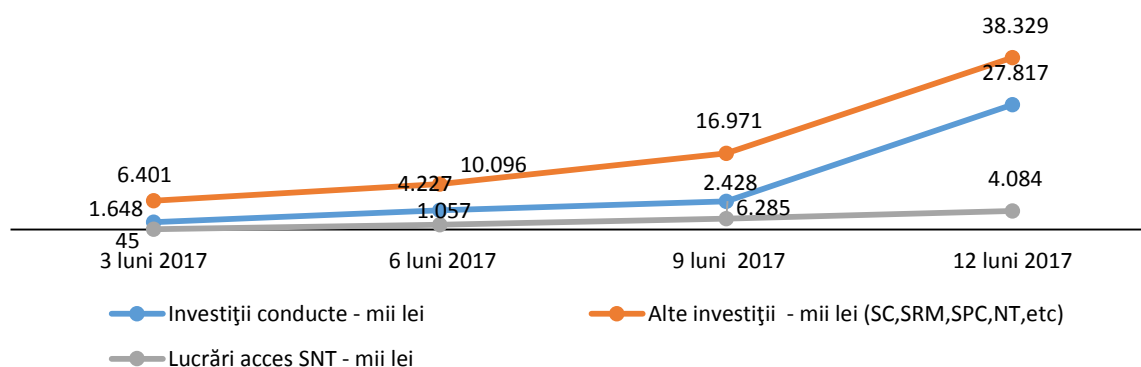
7.2.2 Investiții realizate 2017 versus Investiții programate 2017

Programul de modernizare și dezvoltare investiții

Pentru anul 2017 evoluția realizărilor PMDI este:

PMDI (mii lei)	(mii lei)					
	Bugetat 2017	Realizat 3 luni 2017	Realizat 6 luni 2017	Realizat 9 luni 2017	Realizat 2017	%
Investiții conducte	291.797	1.648	4.227	6.285	27.817	9,53%
Alte investiții (SC,SRM,SPC,NT,etc)	207.523	6.401	10.096	16.971	38.329	18,5%
Lucrări acces SNT	6.000	45	1.057	2.428	4.084	68%
TOTAL	505.320	8.094	15.380	25.684	70.231	13,9%

Tabel 42 - Situația realizărilor PMDI în anul 2017



Grafic 42-Evoluția investițiilor în anul 2017 pe categorii

Activitatea investițională în anul 2017 a fost direcționată în principal spre modernizarea și dezvoltarea SNT în vederea îmbunătățirii eficienței și a creșterii capacității acestuia, a dezvoltării de noi zone de consum.

Valoarea Programului de investiții pentru anul 2017, aprobată în bugetul de venituri și cheltuieli pe 2017, este de **505.320.705 lei**.

Valoarea realizărilor la sfârșitul anului 2017 este de **70.230.814 lei**, care include și suma de **4.084.159 lei**, ce reprezintă valoarea lucrărilor de racordare la SNT a noi consumatori, realizate în baza regulamentului de acces la SNT aprobat prin HG nr.1043/2004, din care **3.628.725 lei** din fonduri alocate prin programul de modernizare și dezvoltare și **455.434 lei** reprezentând tariful de racordare la SNT.

Nivelul de realizare al programului de modernizare și dezvoltare investiții la finele anului 2017, este redat în tabelul următor:

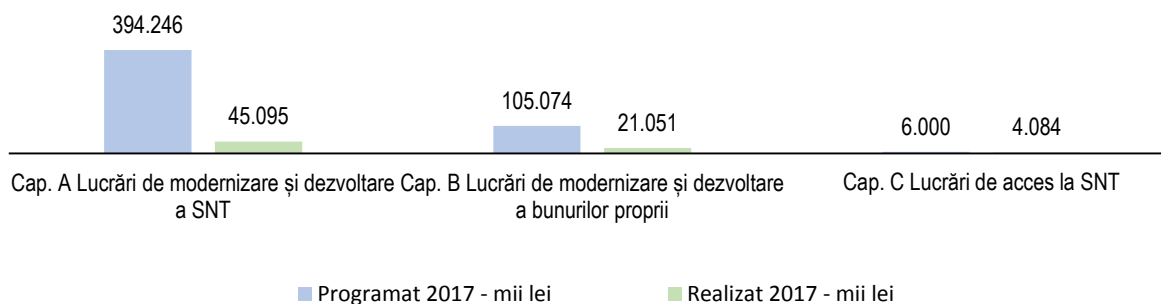
Cap.	Categoria de lucrări	Program 2017	Realizat 2017	%
		Valoric (mii lei)	Valoric (mii lei)	
0	1	2	3	4=3/2*100
Cap. A	Lucrări de modernizare și dezvoltare a SNT	394.246	45.095	11,3%
1.	Modernizarea și re tehnologizarea Sistemului Național de Transport Gaze	15.748	-1.685	-10,70%
1.1.	<i>Modernizare instalații tehnologice aferente Sistemului Național de Transport Gaze (SRM, SCV, PM, NT)</i>	13.733	-1.827	-13,30%
1.2.	<i>Sistem Comandă Achiziții Date</i>	2.015	142	7,05%
2.	Dezvoltarea Sistemului Național de Transport Gaze și instalații aferente	378.498	46.517	12,29%
2.1.	<i>Conducte de transport gaze naturale</i>	95.380	20.122	21,10%
2.2.	<i>Creșterea capacității de transport</i>	193.557	7.695	3,98%
2.3.	<i>Lucrări de construcții și instalații de suprafață pentru SRM-uri</i>	46.337	3.811	8,22%
2.4.	<i>Stații de protecție catodică</i>	152	125	82,24%
2.5.	<i>Instalații aferente tehnologiei informației și telecomunicații</i>	29.874	13.505	45,21%
2.6.	<i>Lucrări de construcții și instalații de suprafață pentru instalații de odorizare</i>	4.460	138	3,09%
2.7.	<i>Lucrări la conductele de transport gaze naturale aflate în exploatare situate în zone de risc incident</i>	7.738	954	12,33%
2.8.	<i>Instalații și rețele electrice</i>	1.000	167	16,7%
Cap. B	Lucrări de modernizare și dezvoltare a bunurilor proprii	105.074	21.051	20,03%
1.	Alte lucrări	42.558	191	0,45%
2.	Lista utilajelor, echipamentelor și dotărilor	62.016	20.837	33,6%
3.	Achiziții terenuri	500	23	4,6%
Cap. C	Lucrări de acces la SNT	6.000	4.084	68,07%
-	Lucrări din anii precedenți sau transferați din PRRASM	0	263	
TOTAL PMDI		505.321	70.231	13,9%
Cheltuieli pentru studii și proiecte		26.706	10.578	39,6%
Program Aprovizionare - Produse pentru Lucrări de Investiții		172.114	0	0%
Alte cheltuieli de investiții (imobilizări necorporale în curs de execuție)			14.790	
TOTAL INVESTIȚII		704.364	95.599	13,57%

Tabel 43 - Realizarea Programului de investiții în anul 2017

Față de valoarea totală a programului de modernizare și dezvoltare investiții de **505.321 mii lei**, valoarea totală a realizărilor este de **70.231 mii lei**, ceea ce reprezintă o îndeplinire a programului în proporție de **13,9%**.



Grafic 43-Realizări PMDI 2017 vs. Program PMDI 2017



Grafic 44-Realizări vs. program PMDI pe capitol-2017

Precizăm că în PMDI 2017, au fost alocate sursele de finanțare pentru demararea proiectelor *Dezvoltarea pe teritoriul României a SNT pe coridorului BRUA și Dezvoltarea SNT în zona de Nord-Est a României în scopul aprovizionării cu gaze naturale a zonei, precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova*, în sumă de 200.610 mii lei, cea ce reprezintă 39,7% din total program, dar efectiv aceste proiecte se vor derula începând cu 2018, după încheierea contractelor de execuție. Menționăm că realizările anului 2017 pentru aceste obiective, reprezintă cheltuieli aferente managementului de proiect.

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

- pentru proprietarii care nu și-au dat acordul pentru accesul în teren al constructorilor s-au deschis acțiuni în instanță; în cazurile în care nici pe cale judecătorească nu s-a ajuns la un consens s-au efectuat demersuri pentru demararea procedurilor de expropriere;
- 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 re-proiectare a traseului conductei sau a soluțiilor tehnice de realizare a construcției;
- pentru zonele din fond forestier pentru care nu s-a obținut avizul ROMSILVA, în urma modificării legislației în domeniu, urmează a fi reluate discuțiile în vederea soluționării divergențelor apărute la traversarea acestor zone.

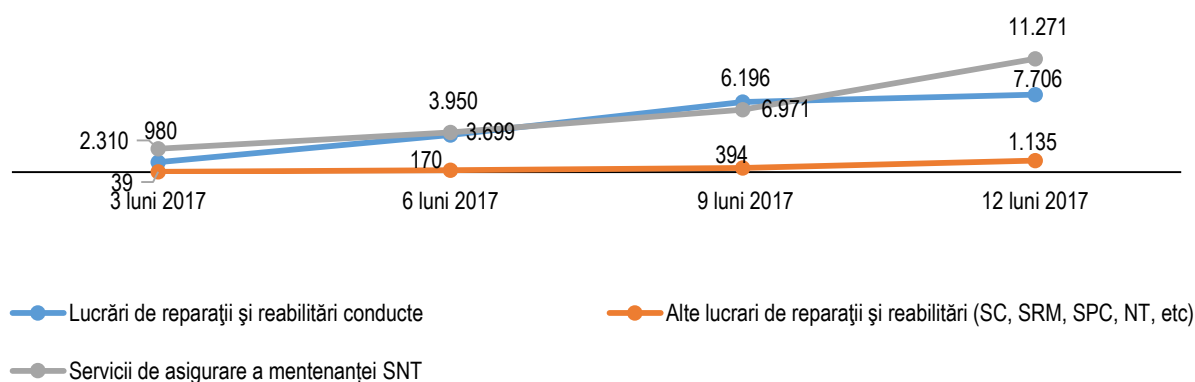
Situația obiectivelor de investiții este prezentată în **Anexa 6**.

7.2.3 Reparații realizate 2017 versus programate 2017

Pentru anul 2017 evoluția realizărilor PRRASM este următoarea:

PRRASM (mii lei)	Bugetat 2017	Realizat 3 luni 2017	Realizat 6 luni 2017	Realizat 9 luni 2017	Realizat 12 luni 2017	%
Lucrări de reparații și reabilitări conducte	44.997	980	3.699	6.971	7.706	17 %
Alte lucrări de reparații și reabilitări (SC, SRM, SPC, NT, etc)	4.288	39	170	394	1.135	27 %
Servicii de asigurare a mentenanței SNT	28.573	2.310	3.950	6.196	11.271	39,5%
TOTAL	77.858	3.329	7.819	13.561	20.112	26 %

Tabel 44 - Evoluția realizărilor PRRASM în anul 2017



Grafic 45-Evoluția reparațiilor în anul 2017 pe categorii

Realizarea programului de reparații, reabilitare și asigurare a mentenanței SNT în anul 2017 comparativ cu nivelul programat pentru anul 2017 se prezintă astfel:

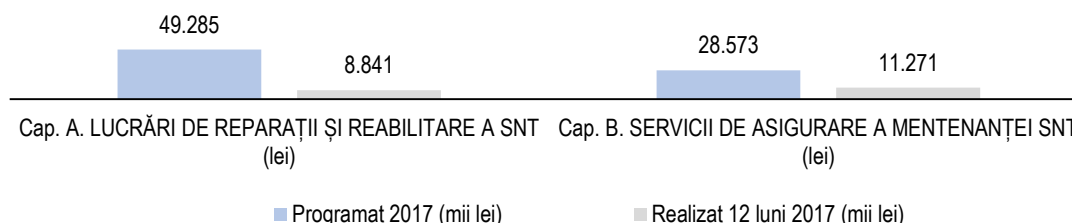
Nr. crt.	Denumire capitol	Program 2017 (mii lei)	Realizări 2017 (mii lei)	%
0	1	2	3	4=3/2*100
Cap. A. LUCRĂRI DE REPARAȚII ȘI REABILITARE A SNT (lei)				
1	Reparații programate conducte magistrale	44.997	7.706	17 %
2	Reabilitare Stații Reglare Măsurare (S.R.M.)	75	-	0 %
3	Reabilitare Noduri Tehnologice	3	-	0 %
4	Reabilitare Stații Comprimare	-	-	0 %
5	Reparații construcții speciale aferente SRM-urilor și SCV-urilor	-	-	0 %
6	Reabilitare Sisteme de protecție catodică (SPC)	-	-	0 %
7	Reparații la instalații și echipamente TC	-	-	0 %
8	Reparații clădiri	4.210	1.135	27 %
TOTAL LUCRĂRI		49.285	8.841	18 %
Cap. B. SERVICII DE ASIGURARE A MENTENANȚEI SNT (lei)				
TOTAL SERVICII		28.573	11.271	39,5 %
TOTAL LUCRĂRI + SERVICII (terți) PRRASM		77.858	20.112	26 %

NOTĂ: Diferența dintre valoarea realizată a programului de reparații și asigurarea mentenanței și înregistrările contabile provine din transferarea unor lucrări RK pe programul de investiții, returnarea de material la finalul lucrărilor cât și înregistrării unor categorii de cheltuieli pe alte conturi.

Tabel 45-Realizarea Programului reparații, reabilitare și asigurarea mentenanței SNT în anul 2017



Grafic 46-Realizări PRRASM vs Program PRRASM-2017



Grafic 47- Realizări vs Program PRRASM pe capitol-2017

Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2017 are o valoare alocată de 77.858.333 lei, la sfârșitul anului 2017 s-au înregistrat cheltuieli în valoare de 20.111.797 lei, reprezentând o îndeplinire a programului în proporție de 26% care repartizată pe capitole are o valoare procentuală de 18% pentru lucrări de reparații și reabilitări și 39,5% la servicii de mentenanță.

Valorile mici ale capitolului A. "Lucrări" sunt cauzate de următoarele aspecte:

- dificultăți întâmpinate la elaborarea documentațiilor de promovare a procedurilor de achiziție cauzate de depășirea termenelor de proiectare respectiv obținerea unor avize, acorduri;
- dificultăți în obținerea autorizațiilor de construire de la instituții și autorități;
- stagnarea/sistarea unor lucrări contractate și inițiate;
- anularea unor proceduri de achiziții.

O parte din valorile realizărilor la programul de mentenanță provin din zona serviciilor de mentenanță, servicii cu caracter corectiv (reparații) și din asigurarea cu materiale și echipamente pentru lucrări contractate. Acestea sunt servicii cu predictibilitate redusă, bugetul pentru acestea fiind unul asigurator pentru cazuri de necesitate. Lipsa solicitărilor de prestări servicii de reparații sunt economii la buget. Nerealizarea Programului se poate datora și situațiilor în care contractele au fost încheiate la valori mai mici decât cele prevăzute în buget.

7.3 Activitatea economico – financiară

Departamentul Economic a asigurat a asigurat îndeplinirea sarcinilor ce îi revin, conform statutului și Planului de Administrare al SNTGN TRANSGAZ SA, privind elaborarea BVC într-o concepție unitară pe baza strategiei societății și a programelor pe termen mediu și lung, a datelor și informațiilor primite de la Comisia pentru analiza proiectelor programelor anuale, de la celelalte departamente și a analizelor și studiilor proprii, precum și fundamentarea: de preturi și tarife pentru activitățile prestate, a unor elemente de cheltuieli și a surselor de finanțare a programului de investiții și pentru activitatea de exploatare, întreținere, reparații și reabilitare.

De asemenea, a asigurat consultanța de specialitate la negocierea și încheierea contractelor comerciale, a acordurilor/ convențiilor/ contractelor/ înțelegerilor ș.a, cu partenerii străini, precum și participarea la negocierea prețurilor și tarifelor pentru produse, lucrări, servicii cu furnizorii și beneficiarii, în calitate de reprezentant al societății.

Departamentul Economic a îndeplinit următoarele atribuții și responsabilități specifice, precum:

- elaborarea proiectului bugetului de venituri și cheltuieli pe anul 2018 și a estimărilor pentru anii 2019 – 2020 în conformitate cu prevederile legale în vigoare și transmiterea spre aprobare AGA;
- fundamentarea tarifelor reglementate pentru activitatea de transport gaze naturale conform reglementărilor în vigoare și supunerea și transmiterea acesteia către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Gazelor Naturale în vederea aprobării;
- fundamentarea venitului total și al tarifelor de transport pe conductele Isaccea - Negru Vodă și transmiterea acesteia în vederea aprobării de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Gazelor Naturale;
- întocmirea, în colaborare cu celelalte departamente și direcții de specialitate, de previziuni și prognoze financiare;
- organizarea și conducerea evidenței contabile a valorilor materiale și bănești, precum și a operațiunilor de decontare în lei și valută;
- întocmirea situațiilor financiare, conform reglementărilor contabile în vigoare;
- calcularea drepturilor salariale ale personalului angajat, conform prevederilor din CCM;
- efectuarea de analize periodice cu privire la situația indicatorilor economico-financiar ai societății;
- elaborarea metodologiilor contabile specifice activității desfășurate;
- asigurarea înregistrării cronologice și sistematice, prelucrarea, publicarea și păstrarea informațiilor cu privire la poziția financiară, performanța financiară și fluxurile de trezorerie, atât pentru cerințele interne ale acestora, cât și în relațiile cu investitorii prezenți și potențiali, creditorii financiar și comerciali, clienți, instituțiile publice și alți utilizatori;
- întocmirea și depunerea la termen a declarațiilor prevăzute de legislația în vigoare privind impozitele și taxele datorate către buget sau fondurile speciale;
- coordonarea activității financiar-contabile din cadrul exploatarea teritoriale și Sucursala Mediaș.
- negocierea, încheierea și urmărirea derulării contractelor de credit;
- întocmirea și depunerea la termen a declarațiilor specifice privind impozitele și taxele locale ;
- pregătirea documentației procedurii de sezon deschis angajant desfășurată în punctul de interconectare Csanadpalota;
- pregătirea documentațiilor procedurilor de capacitate incrementală în curs de desfășurare în punctele preconizate de intrare Vadu și Tuzla;
- în vederea îndeplinirii sarcinilor fiscale ce revin companiei ca urmare a înființării Reprezentanței Transgaz la Bruxelles (Reprezentanța), a efectuat demersuri pentru încheierea, cu firma KMPG din Bruxelles, a unui contract pentru obținerea de suport în depunerea , de către Reprezentanță, a declarațiilor obligatorii, conform legislației belgiene, asigurând astfel monitorizarea permanentă a obligațiilor declarative fiscale ale Reprezentanțe Transgaz la Bruxelles;

7.4 Activități suport

7.4.1 Activitatea de proiectare-cercetare

În anul 2017 atelierele de proiectare-cercetare în colaborare cu atelierul de proiectare cu specific electric și cu atelierul de proiectare cu specific construcții, au participat cu precădere la elaborarea proiectelor strategice după cum urmează:

- proiect tehnic pentru: **Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (BRUA) Faza 1 + Faza 2;**
- studii de fezabilitate (revizia 2) și Proiect tehnic pentru: **Conducta de transport gaze naturale Țărmul Mării Negre-Podișor;**

- studiu de fezabilitate și proiect tehnic pentru: **Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea;**
- studiu de fezabilitate (revizia 2) și Proiect tehnic pentru: **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;**
- proiect tehnic aferent **Stațiilor de comprimare gaze Onești, județul Bacău și Gherăești județul Neamț, din cadrul obiectivului 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;**
- studiu de fezabilitate și Proiect tehnic pentru: **Extindere SNT prin realizare conductă de transport gaze naturale de la punct preluare gaze Marea Neagră (zona localității Vadu)-la conducta de tranzit 1 (zona localității Grădina);**
- studiu de prefezabilitate pentru: **Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia;**
- proiect tehnic pentru: **Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1;**
- proiect tehnic pentru: **Conductă de interconectare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu Sistemul de Transport Gaze din Republica Moldova pe direcția s. Todirești raionul Ungheni–municipiul Chișinău.**

De asemenea în cursul anului 2017 personal din cadrul Atelierelor de proiectare-cercetare, a Atelierului de studii și proiecte instalații electrice și a Atelierului proiectare construcții, au participat la toate procedurile de achiziții materiale și lucrări aferente proiectului BRUA.

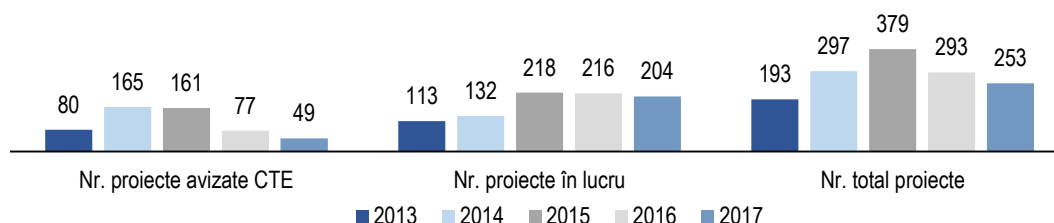
Activitatea de cercetare s-a desfășurat conform **Programelor anuale de Cercetare Științifică, Inovare Tehnologică și Standardizare** aprobate prin Hotărâri ale Consiliului de Administrație.

Dintre lucrările de cercetare finalizate amintim:

- metodologie de determinare a compoziției chimice și calculul mărimilor fizice (PCS, PCI și cifra Wobbe pentru zonele de calitate cu medie ponderată);
- metodologie de determinare și soft de calcul a consumurilor tehnologice și a pierderilor de gaze naturale aferente execuției lucrărilor și a avariilor tehnice produse în SNT;
- metodologie de determinare a conținutului de apă din conductele de transport gaze naturale;
- ghid pentru stabilirea claselor și categoriilor de importanță pentru conductele și componentele SNT în conformitate cu legislația în vigoare;
- studiu de cercetare privind amplasarea conductelor de transport gaze naturale în zone cu posibile fenomene de subsidență;
- analiza de risc la stabilirea distanțelor de siguranță pentru obiectivele din vecinătatea conductelor de transport gaze naturale;
- verificarea comportării conductelor de transport gaze naturale la solicitări seismice;
- ASRO-Adoptarea standardelor Europene și internaționale și revizuirea standardelor naționale originale;
- determinarea efortului profesional, evaluarea capacității de muncă și oboselii profesionale la solicitări fizice, neuropsihice și senzoriale; expertizarea locurilor de muncă și a persoanelor care se încadrează în condiții grele, periculoase, vătămătoare sau nocive.

Evoluția numărului de lucrări de proiectare abordate și avizate în CTE în perioada 2013-2017:

	2013	2014	2015	2016	2017
Nr. proiecte avizate CTE	80	165	161	77	49
Nr. proiecte în lucru	113	132	218	218	204
Nr. total proiecte	193	297	379	295	253



Grafic 48-Evoluția numărului lucrărilor de proiectare abordate și avizate în CTE Transgaz în perioada 2013-2017

Activitatea de cercetare științifică

S-a desfășurat conform **Programului de Cercetare Științifică, Inovare Tehnologică și Standardizare pe anul 2017**. Acesta cuprinde 10 teme de cercetare, dintre care 9 teme se continuă din anul 2016.

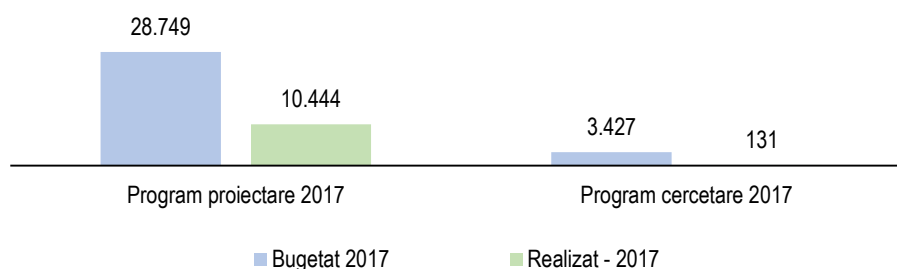
În anul 2017, s-au avizat în CTE ultimele 3 etape din cadrul unei lucrări de cercetare, înregistrându-se realizări în valoare totală de 128.918,67 lei.

Realizarea programului de proiectare și a programului de cercetare

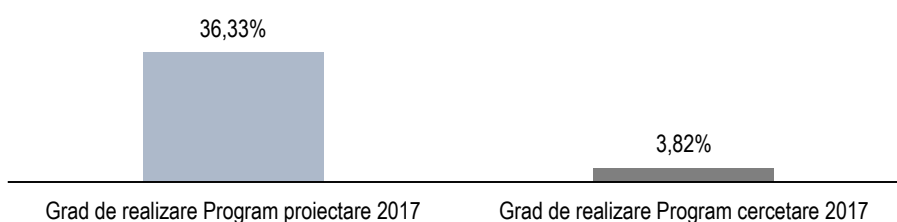
Pentru **Programul de proiectare al S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în anul 2017**, s-a bugetat o valoare de **36.542.799 lei**, din care proiectare efectivă în valoare de **28.749.299 lei**. Diferența dintre total și proiectarea efectivă, reprezintă garanții pentru scoaterea din circuitul agricol a terenurilor afectate.

Gradul de realizare al proiectării efective, în anul 2017, a fost de **36,33%**.

Programul de cercetare al S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în anul 2017 are o valoare bugetată de **3.427.300 lei**. **Gradul de realizare** al acestui program în perioada **01.01.2017-31.12.2017**, a fost de **3,82 %**.



Grafic 49-Realizări Program de Proiectare și Cercetare 2017



Grafic 50-Grad de realizare a Programelor de Proiectare și Cercetare 2017

Alte activități desfășurate de personalul din cadrul departamentului:

- elaborarea de specificații tehnice pentru încheierea de acorduri cadru, contracte subsecvente și alte contracte necesare activității de proiectare cum sunt: studii geotehnice, studii hidrologice, subtraversări CF, studii OSPA, servicii arheologie și altele;
- participarea la evaluarea ofertelor privind achiziția de servicii și lucrări atât pentru proiectele elaborate în cadrul departamentului cât și pentru cele elaborate de terți;
- participarea la proiectul BRUA, cu personal din cadrul departamentului, în vederea evaluării ofertelor privind achiziționarea de material tubular și curbe, robinete, îmbinări electroizolante și achiziția grupurilor de comprimare pentru cele 3 stații de comprimare;
- verificarea/emiterea punctelor de vedere pentru proiectele elaborate de firme terțe;
- acordarea de asistență tehnică pentru lucrările aflate în execuție;
- întocmirea a 8 analize de risc pentru proiectele aflate în curs de elaborare de către firme terțe;
- întocmirea și urmărirea realizărilor programelor de proiectare și cercetare ale SNTGN Transgaz;
- participarea la ședințe de progres privind elaborarea Studiului de fezabilitate Eastring.

7.4.2 Activitatea de achiziții și contractări

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.

Evoluția achizițiilor în perioada 2013–2017 este prezentată în tabelul următor:

Centralizator (fizic)	2013	2014	2015	2016	2017
PROCEDURI					
Total poz din care:		304	347	473	549
- demarate (publicate)		37	43	77	92
- realizate	192	154	180	166	228
- nedemarate (în lucru la DASC)		6	26	30	54
- nesolicitate		107	98	200	175
ACHIZITII DIRECTE					
Total poz din care:		655	690	551	443
- demarate		3	14	12	30
- realizate	369	457	510	440	330
- nedemarate		0	6	4	7
- nesolicitate		195	160	95	76

Centralizator (valoric) - lei	2013	2014	2015	2016	2017
PROCEDURI					
Total lei din care:		1.251.347.414	1.202.731.589	1.379.050.096,77	1.380.851.483,19
- demarate		174.095.153	144.056.994	158.056.964,14	88.194.149,52
- realizate	215.583.989	252.251.647	328.665.098	276.805.571,68	360.788.377,73
- nedemarate		3.500.687	134.633.996	77.909.472,90	425.697.724,35
- nesolicitate		644.616.305	520.819.792	739.526.728,13	426.637.284,91
ACHIZITII DIRECTE					
Total lei din care:		26.500.329,00	26.514.121	29.518.061,69	23.482.170,64
- demarate		97.200,00	602.237	997.647,68	2.179.399,85
- realizate	7.474.059	9.839.700,98	13.222.877	11.142.638,76	7.740.644,98
- nedemarate		0,00	309.180	388.037,26	466.310,00
- nesolicitate		9.817.045,00	6.117.103	6.637.653,78	9.864.940,91

La fundamentarea PAAS 2017 s-a luat în calcul necesarul de lucrări, produse și servicii, astfel cum au fost cuprinse în Programul de Reparații Reabilitare și Asigurarea Serviciilor de Mentenanță, Programul de Proiectare, Programul de Cercetare, precum și Programul privind alte servicii executate de terți în forma în care au fost aprobate prin HCA nr. 49/20.12.2016, respectiv Programul de Modernizare, Dezvoltare Investiții și Programul de Aprovizionare–programe aprobate prin HCA nr. 1/12.01.2017.

Programul cuprinde totalitatea contractelor/acordurilor-cadru pe care SNTGN Transgaz S.A. Mediaș intenționează să le atribuie/încheie în decursul anului 2017. De asemenea procedurile demarate în 2016, care până la finalul anului nu au fost atribuite/nefinalizate au fost preluate în program pentru 2017 cu mențiunea ca acestea sunt în derulare din anii precedenți.

Valoarea totală a **Programul Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2017**, aprobat inițial la 30.01.2017 a fost de **3.060.351.866,56 lei** din care **1.887.726.368,00 lei** aferenți investiției DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–AUSTRIA (FAZA 1)–(PASS 2017 pentru BRUA–FAZA 1).

În urma celor 13 rectificări/actualizări ale Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2017 devenite necesare ca urmare a revizuirii programelor de execuție ce au stat la baza fundamentării B.V.C, valoarea totală a Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale pe anul 2017 a devenit 3.289.410.379,83 lei din care 1.404.333.653,83 lei aferent Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale (PAAS 2017) și 1.885.076.726,00 aferenți Programului Anual al Achizițiilor Sectoriale privind DEZVOLTAREA PE TERITORIUL ROMÂNIEI A SNT PE CORIDORUL BULGARIA–ROMÂNIA–UNGARIA–AUSTRIA (FAZA 1)–(PASS 2017 pentru BRUA–FAZA 1).

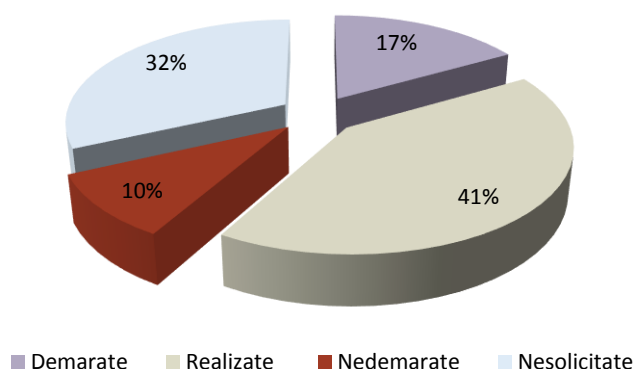
PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. 2017 (secțiunea proceduri, actualizată) respectiv din **549 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate **au fost demarate 320 proceduri din care s-au finalizat 228**, iar 92 proceduri se află demarate, în desfășurare, în diferite stadii. Pe lângă acestea un număr de 54 proceduri sunt în stadiu curent nedemarate, cu documentații intrate la DASC, iar **până la totalul pozițiilor active din program un număr de 175 de poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate** (reprezentând un procent de **31,38%**).

Din punct de vedere fizic al numărului total de proceduri prevazute în P.A.A.S. actualizat **procentul de realizare este de 41,53%** iar d.p.d.v. valoric gradul de realizare este de 26,13% (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală). D.p.d.v. procentual cele 54 de proceduri nedemarate, reprezintă 9,84% din total poziții în plan.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri (fizic)		
Total poz. la 31.12.2017, din care:	549	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	92	16,76%
- realizate	228	41,53%
- nedemarate	54	9,84%
- nesolicitate	175	31,88%



Grafic 51-Situația procedurilor de achiziții-2017

Centralizator proceduri (valoric)-lei		
Total valoric la 31.12.2017, din care:	1.380.851.483,19	% realizare din PAAS (secțiunea proceduri)
- demarate	88.194.149,52	6,39%
- realizate	360.788.377,73	26,13%
- nedemarate (în lucru la DASC)	425.697.724,35	30,83%
- nesolicitate	426.637.284,91	30,90%

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

Pentru cele 228 de poziții din PAAS secțiunea proceduri situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
228	440.822.324,41	360.788.377,73	81,84

Situația totală a contractelor încheiate (care include și contractele subsecvente atribuite în baza acordurilor cadru) 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)
Contracte de lucrări	86.249.578,91	30	0	0,00	86.249.578,91
Contracte de servicii	146.044.022,09	179	80	33.781.142,35	112.262.879,74
Contracte de produse	166.354.891,38	112	9	4.078.972,30	162.275.919,08
TOTAL CONTRACTE	398.648.492,38	321	89	37.860.114,65	360.788.377,73

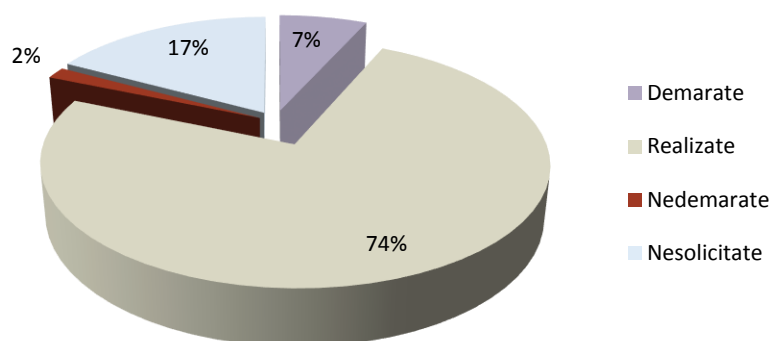
Tabel 46 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție în anul 2017

ACHIZIȚII DIRECTE:

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. actualizat, respectiv din **443 poziții active**, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost demarate **360 achiziții directe din care s-au finalizat 330 achiziții directe**, iar până la totalul pozițiilor active din program un număr de **76 de poziții sunt nesolicitate de departamente/direcții/servicii interesate** (reprezentând un procent de 17,16%).

Din punct de vedere fizic al numărului total de achiziții directe din programul aprobat procentul de realizare a achizițiilor directe este de 74,49%, iar valoric de 32,96% (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală).

Centralizator achiziții directe (fizic)			
Total poz. la 31.12.2017, din care:		443	% de realizare achiziții directe
- demarate		30	6,77%
- realizate		330	74,49%
- nedemarate		7	1,58%
- nesolicitate		76	17,16%



Grafic 52-Situația achizițiilor directe la 31.12.2017

Centralizator achiziții directe (valoric)			
Total valoric la 31.12.2017, din care:		23.482.170,64	% de realizare achiziții directe
- demarate		2.179.399,85	9,28%
- realizate parțial		7.740.644,98	32,96%
- nedemarate		466.310,00	1,99%
- nesolicitate		9.864.940,91	42,01%

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

Pentru cele 320 de poziții din P.A.A.S. Achiziții Directe situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS	Valoare estimată	Valoare realizată	%
330	10.971.519,99	7.740.644,98	70,55

Situația centralizată a achizițiilor directe

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. actualizat, și în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate în perioada 04.01-31.12.2017 se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip Contract	Total valoare contracte/ Comenzi	Număr de contr. achiziții directe	Valoare contracte achiziții directe	Număr comenzi achiziții directe	Valoare comenzi achiziții directe	Valoare achiziții care nu sunt cuprinse în Anexa 1-AD	Număr comenzi din program Aprov.	Valoare din program Aprov.	Valoare realizări din Anexa 1-AD
	(lei fără TVA)		(lei fără TVA)		(lei fără TVA)	(lei fără TVA)		(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
Lucrări	2.307.002,92	19	2.290.948,13	4	16.054,79	0,00	0	0,00	2.307.002,92
Servicii	2.580.782,17	77	2.359.953,45	40	206.033,55	417,60	3	14.795,17	2.580.364,57
Produse	2.858.781,05	11	82.353,56	104	1.159.199,62	5.503,56	93	1.617.227,87	2.853.277,49
TOTAL CONTRACTE	7.746.566,14	107	4.733.255,14	148	1.381.287,96	5.921,16	96	1.632.023,04	7.740.644,98

Tabel 47 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 04.01-31.12.2017

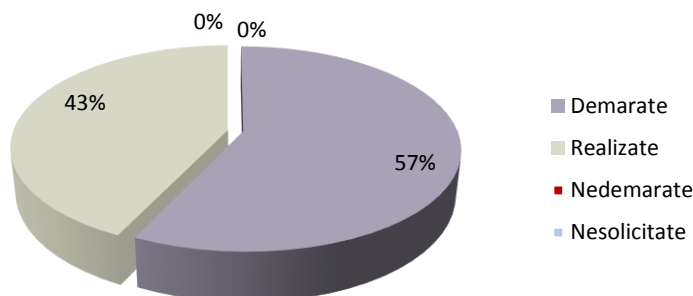
PROCEDURI DE ACHIZIȚIE-PAAS 2017 (pentru BRUA-FAZA1)

În baza celor prevăzute în P.A.A.S. 2017 (ptr. BRUA-FAZA 1)-secțiunea proceduri, actualizată-respectiv din 7 poziții active, în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate au fost demarate 7 proceduri, din care s-au finalizat 3, iar 4 proceduri se afla în demarare, desfășurare, sau în diferite stadii. Din PAAS 2017 (ptr. BRUA-FAZA 1) nu sunt poziții nesolicitate.

Din punct de vedere fizic al numărului total de proceduri prevăzute în P.A.A.S. 2017 (pentru BRUA-FAZA 1)-actualizat, procentul de realizare este de 42,86%, respectiv d.p.d.v. valoric, gradul de realizare este de 32,10% (valoare realizată raportată la valoarea estimată totală)-conform detaliilor cuprinse în prezenta informare.

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA-FAZA 1 (fizic)		
Total poz. la 31.12.2017, din care:	7	% de realizare proceduri
- demarate	4	57,14%
- realizate	3	42,86%
- nedemarate	0	0,00%
- nesolicitate	0	0,00%



Grafic 53-Situația procedurilor PAAS pentru BRUA-FAZA 1 la 31.12.2017

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA-FAZA 1 (valoric)		
Total valoric la 31.12.2017, din care:	1.885.076.726,00	% de realizare proceduri
- demarate	1.652.325.726,00	87,65%
- realizate parțial	605.069.874,62	32,10%
- nedemarate	0,00	0,00%
- nesolicitate	0,00	0,00%

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

Pentru cele 3 poziții din PAAS pentru BRUA-FAZA 1 situația realizărilor față de valorile estimate numai a acestora se prezintă conform tabelului următor:

Nr. Poziții din PAAS pentru BRUA-FAZA 1	Valoare estimată	Valoare realizată	%
3	734.043.000	605.069.874,62	82,43

Situația totală a contractelor încheiate pentru PAAS 2017 (pentru BRUA-FAZA 1) se prezintă schematic în tabelul următor:

BRUA Tip Contract	BRUA Total valoare contracte/Comenzi	BRUA Număr de contracte/acorduri cadru atribuite	BRUA Valoare realizări din PAAS 2017 pentru BRUA-FAZA 1
	(lei fără TVA)		(lei fără TVA)
Lucrări	429.048.197,66	1	429.048.198
Servicii	0,00	-	0
Produse	176.021.676,96	2	176.021.676,96
TOTAL CONTRACTE	605.069.874,62	2	605.069.874,62

Tabel 48-Situația contractelor încheiate pentru derularea proiectului BRUA în perioada 04.01.2017-31.12.2017

7.4.3 Achiziții și înstrăinări de active

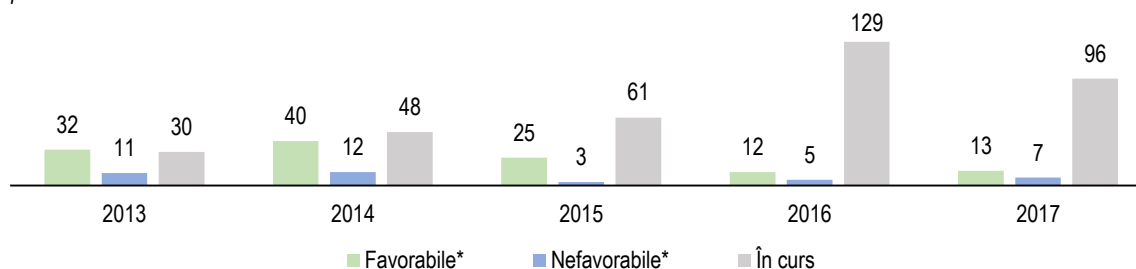
Cu excepția achizițiilor de active necesare desfășurării și dezvoltării activității, precum și a celor scoase din funcțiune în condițiile legii, societatea nu a înregistrat alte operațiuni de această natură în anul 2017.

7.4.4 Activitatea juridică

Evoluția numărului de cauze favorabile, nefavorabile și în curs în perioada 2013–2017:

Cauze	2013	2014	2015	2016	2017
Favorabile*	32	40	25	12	13
Nefavorabile*	11	12	3	5	7
În curs	30	48	61	129	96

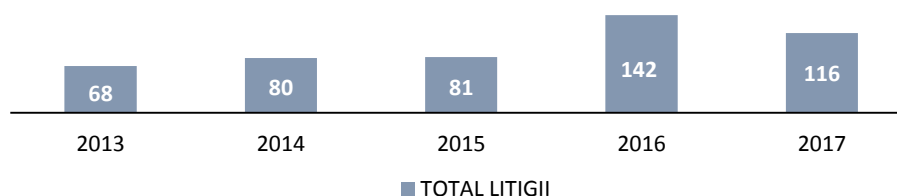
*Cauzele menționate în situație cu soluții favorabile/nefavorabile cuprind atât dosare finalizate cât și dosare aflate încă pe rolul instanțelor de apel/recurs.



Grafic 54-Evoluția numărului de cauze după soluții în perioada 2013–2017

Totalul litigiilor înregistrate la SNTGN Transgaz SA Mediaș în perioada 2013–2017:

Cauze	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL	73	100	89	146	116



Grafic 55-Evoluția numărului de litigii în perioada 2013–2017

Potrivit registrului de evidență cauze, păstrat de Serviciul Juridic și Contencios, în anul 2017 au fost înregistrate un număr de **116 cauze** în care Transgaz a avut calitatea de reclamantă cât și de pârâtă:

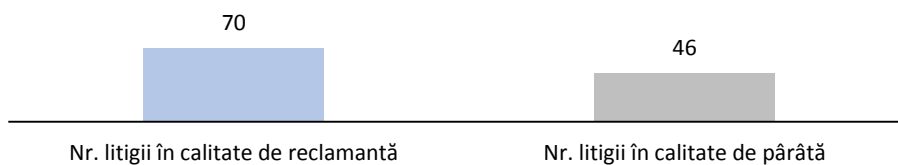
- **70 cauze** în calitate de reclamantă;
- **46 cauze** în calitate de pârâtă.

Soluții:

- **13 cauze soluții favorabile** Transgaz (soluții definitive);
- **7 cauze soluții nefavorabile** (o soluție definitivă);
- **96 cauze în curs** de soluționare.

Valori:

- Valori cauze în care Transgaz are calitatea de reclamantă: **27.172.987,51 lei**.
- Valori cauze în care Transgaz are calitatea de pârâtă: **12.119.830,35 lei și 551.507,26 euro**



Grafic 56-Structura și numărul cauzelor litigioase în care a fost implicată societatea în anul 2017

Detaliat activitate juridică pentru anul 2017 este prezentată în **Anexa 7**.

7.4.5 Activitatea de reglementare

Cadru de reglementare

Obiectul principal de activitate al Transgaz are **cod CAEN 4950-Transporturi prin conducte**-activitate definită de lege ca fiind activitatea organizată pentru vehicularea gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) sau prin alte sisteme de transport.

De asemenea, Transgaz desfășoară complementar și alte activități conexe/secundare pentru susținerea obiectului principal de activitate în conformitate cu legislația în vigoare și Actul Constitutiv, actualizat.

Potrivit cadrului de reglementare aplicabil sectorului de gaze naturale, Transgaz desfășoară activitatea de transport gaze naturale în baza legislației sectoriale specifice, a Acordului de concesiune încheiat cu Agenția Națională de Resurse Minerale, aprobat prin H.G. nr.668/2002, cu modificările și completările ulterioare și a Licenței de operare a sistemului de transport al gazelor naturale nr.1933 acordată prin Decizia nr. 3911/20.12.2013 emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE).

Activitatea de transport gaze naturale constituie serviciu public de interes național fiind inclusă în segmentul reglementat al pieței interne de gaze naturale. Serviciul de transport este prestat în regim de monopol natural pe bază de tarif stabilit de către ANRE.

Contractele pentru prestarea serviciilor de transport se încheie, de regulă, pe o perioadă de un an gazier, pe baza contractului cadru anexă la Codul rețelei pentru Sistemul Național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr.16/27 martie 2013 cu modificările și completările ulterioare.

Un alt act normativ cu importanță deosebită asupra activității Transgaz îl reprezintă Ordinul ANRE nr. 34/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale.

În anul 2017, Transgaz, prin specialiștii săi, a gestionat proiectele de reglementări specifice lansate în dezbatere publică de ANRE și a participat atât la activitățile de revizuire a prevederilor Codului rețelei în cadrul diferitelor comitete și grupuri de lucru comune cu ANRE și alte instituții implicate (Comitetul de coordonare/supervizare a activităților privind revizuirea Codului rețelei. Grupul de lucru pentru revizuirea Codului rețelei coordonat de ANRE. Grupul operativ de lucru pentru modificarea Codului rețelei. Grupul comun de lucru TRANSGAZ-OMV PETROM-EXXON) cât și la activitatea de revizuire a Acordului de concesiune.

Principalele direcții de acțiune în domeniul reglementărilor europene și a licențierilor au fost:

- elaborarea unui document de concept pentru dezvoltarea unui sistem intrare/ieșire pe piața de gaze naturale din România și implementarea codurilor de rețea europene, în cadrul GL DG ENER/ACER/ENTSO/ANRE/TRANSGAZ;
- gestionarea consultărilor interne în scopul elaborării punctului de vedere al societății cu privire la proiectele de acte normative inițiate de ANRE și alte autorități relevante pentru îmbunătățirea cadrului național de reglementare;
- gestionarea activității de autorizare/reautorizare a personalului tehnic din cadrul societății care deține/va deține calitatea de instalator autorizat în domeniul gazelor naturale;
- autorizarea și licențierea în domeniul gazelor naturale;
- participare la activitățile colectivului intern care gestionează procesul de capacitate incrementală pentru punctele viitoare de intrare în SNT Vadu și Tuzla;
- colaborarea cu Ukrtransgaz pe subiectul acordurilor de interconectare aferente punctelor de interconectare dintre sistemul de transport românesc și cel ucrainean;
- colaborarea cu Bulgartransgaz pe subiectul acordurilor de interconectare aferente punctelor de interconectare dintre sistemul românesc și cel bulgar;
- întocmirea unei analize a contractului comercial nr. 643/00157629/210247 privind transportul gazelor naturale rusești pe teritoriul României spre Turcia, Grecia și alte țări, încheiat cu Gazprom Export în data de 24.09.1999;
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie și ale Regulamentului (UE) nr. 1348/2014 privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a articolului 8 alin (2) și (6) din Regulamentului (UE) nr. 1227/2011, în colaborare cu Departamentele Operare, TIC și SCADA;
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 2017/459 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 (noul CAM-NC);
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 2017/460 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor (TAR-NC);
- implementarea liniilor directe privind procedurile de management al congestiilor de capacitate în caz de congestie contractuală în punctele de interconectare (CMP GL);
- demararea acțiunilor legate de colaborarea cu ENTSOG.

Acorduri de interconectare 2017

- **Negocierea Acordurilor de Interconectare cu Ukrtransgaz aferente punctelor de interconectare dintre sistemul de transport românesc și cel ucrainean.**

În anul 2017, au fost derulate următoarele acțiuni legate de acordurile de interconectare cu Ukrtransgaz:

- încheierea Actului adițional nr. 2 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
- încheierea Actului adițional nr. 3 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
- încheierea Actului adițional nr. 4 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
- constituirea la nivelul SNTGN Transgaz SA, prin Decizia nr. 568/14.06.2017, a Grupului de lucru pentru negocierea Acordurilor de Interconectare pentru punctele de interconectare Medieșu Aurit, Isaccea, Isaccea 2,3 și Negru Vodă 2,3 și asigurarea condițiilor de

- comercializare și alocare a capacităților acestora în conformitate cu cadrul de reglementare european aplicabil;
- derularea consultării publice aferentă regulilor comerciale și procedurilor de comunicare în cazul evenimentelor excepționale în scopul elaborării și negocierii de către Grupul de lucru nominalizat prin Decizia nr. 568/14.06.2017 a Acordului de Interconectare pentru PI Medieșu Aurit–Tekovo; Transgaz și Ukrtransgaz au publicat o declarație comună privind rezultatele consultării publice cu privire la regulile comerciale și procedurile de comunicare în cazul evenimentelor excepționale la proiectul Acordului de Interconectare pentru PI Medieșu Aurit/ Tekovo, derulată în perioada 01.07-01.09.2017;
 - întreprinderea demersurilor necesare pentru organizarea procesului de consultare publică aferentă proiectului de Acord de Interconectare pentru PIV Isaccea 2-3;
 - încheierea Actului adițional nr. 5 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1;
 - derularea consultării publice aferentă regulilor comerciale și procedurilor de comunicare în cazul evenimentelor excepționale în scopul elaborării și negocierii de către Grupul de lucru nominalizat prin Decizia nr. 568/14.06.2017 a Acordului de Interconectare pentru PIV Isaccea 2, 3. Transgaz și Ukrtransgaz urmează să convină o declarație comună privind rezultatele consultării publice cu privire la regulile comerciale și procedurile de comunicare în cazul evenimentelor excepționale la proiectul Acordului de Interconectare pentru PIV Isaccea 2,3, derulată în perioada 16.10.2017 și 15.12.2017;
 - încheierea Actului adițional nr. 6 privind prelungirea termenului de neaplicare a regulilor comerciale în punctul de interconectare Isaccea 1.

▪ **Negocierea Acordurilor de Interconectare cu Bulgartransgaz pentru punctele de interconectare dintre sistemul românesc și cel bulgar**

În anul 2017, au fost derulate următoarele acțiuni legate de acordurile de interconectare cu Bulgartransgaz:

- încheierea Actului adițional nr. 2 privind prelungirea zilei gaziere (6:00-6:00 UTC a zilei următoare pentru perioada de iarnă și 5:00-5:00 UTC a zilei următoare la trecerea la ora de vară) în punctul de interconectare Negru Vodă 1;
- întreprinderea demersurilor necesare pentru organizarea procesului de consultare publică aferentă proiectului de Acord de Interconectare pentru PIV Negru Vodă 2-3.

Detaliat activitatea de reglementări este prezentată în **Anexa 8**.

7.4.6 Activitatea IT

În anul 2017, Departamentul Tehnologia Informației și Comunicații a actualizat strategia de dezvoltare a departamentului aliniată la strategia companiei, orientată pe implementarea bunelor practici și standardelor pentru managementul serviciilor TI și pentru managementul securității TI.

Strategia departamentului se axează pe furnizarea de servicii către toți clienții interni și externi ai companiei în scopul susținerii obiectivelor strategice și generale ale societății.

Entitățile funcționale din cadrul departamentului sunt angajate în activitățile de consultanță, implementare și administrare a sistemelor informatice și comunicații de la nivelul întregii societăți. Activitățile realizate

În anul 2017 în cadrul Departamentului Tehnologia Informației și Comunicații au sprijinit realizarea obiectivelor strategice ale companiei aliniindu-se cu acestea și cu cerințele mediului de business.

O parte din activitățile Departamentului Tehnologia Informației și Comunicații din anul 2017 constituie premise pentru implementarea de proiecte viitoare și dezvoltarea de platforme informatice conectate cu cele existente care să asigure servicii IT&C cu avantaje competitive și performante pentru mediul de business.

Activitățile relevante ale departamentului ale anului 2017 sunt:

- finalizarea analizei ofertelor tehnice depuse și demararea implementării unui sistem de infrastructură unificată formată din servere, soluție de stocare date și echipamente de comunicații care să permită dezvoltarea platformelor informatice viitoare, conectarea acestora la platformele existente și funcționarea lor în paralel;
- finalizarea implementării soluției de mesagerie electronică care oferă beneficii importante pentru angajații companiei și migrarea căsuțelor de email ale utilizatorilor; noua soluție de email permite utilizatorilor să acceseze căsuța de email, calendarele și contactele de pe orice dispozitiv, să partajeze calendarul propriu altui utilizator și să poată seta mesaje de tip out-of-office, inclusiv posibilitatea de redirecționare mailuri către altă adresă;
- finalizarea analizei ofertelor tehnice, încheierea contractului și finalizarea implementării soluției centralizate de backup prin instalarea componentelor hardware și software pentru operațiunile de backup servere;
- obținerea avizului favorabil de la CTE interministerial pentru proiectul de modernizare și extinderea sistemului informatic ERP MAIS, finalizarea documentației de achiziție pentru promovarea în SEAP și colaborarea permanentă cu Dep. Achiziții Sectoriale și Contractări după lansarea în SEAP;
- finalizarea implementării unei noi autorități de gestionare a certificatelor digitale necesare utilizatorilor platformei informaționale GMOIS, emiterea certificatelor digitale și distribuirea acestora către utilizatorii extern ai platformei GMOIS;
- monitorizarea permanentă și protejarea împotriva atacurilor cibernetice de tip ransomware și a celor bazate pe transmiterea de e-mailuri cu fișiere malițioase; în trimestrul II al anului 2017, numărul și amploarea acestor atacuri a crescut substanțial, iar DTIC a reacționat rapid și a efectuat activități de blocare și protecție cu scopul de a proteja utilizatorii și sistemele informatice Transgaz împotriva extragerii datelor din companie sau distrugerea datelor prin criptarea acestora;
- finalizarea încheierii acordurilor cadru pentru serviciile de comunicații pentru business și mediu industrial, exclusiv serviciile de comunicații pentru SCADA.

De asemenea, principalele activități ale Departamentului Tehnologia Informației și Comunicații din anul 2017 cu impact major în activitatea departamentelor din companie, sunt:

- efectuarea modificărilor solicitate pentru ca procesele principale de business să poată fi derulate în platforma GMOIS; platforma informațională GMOIS oferă utilizatorilor de rețea posibilitatea transmiterii online a solicitărilor de transfer de capacitate în punctele de intrare/ieșire în/din Sistemul național de transport al gazelor naturale;
- participarea reprezentanților departamentului în Grupul de lucru pentru revizuirea Codului Rețelei;
- implementare funcționalități pentru fluxul de raportare a contractelor de transport și a datelor de bază (nominalizări) în mediul productiv al platformei ARIS pentru proiectul REMIT;
- modificarea interfeței sistemului ServiceDesk, punctul unic de înregistrare a incidentelor și problemelor de TI și comunicații;
- actualizarea pachetelor software legislative, calcul devize, software de proiectare, calcule ingineresti;

- promovarea principiilor și a standardului internațional de modelare a proceselor de business BPMN pentru Serviciul Management Calitate cu scopul de a oferi sprijin în procesul de tranziție al sistemului de management al calității la cerințele SR EN ISO 9001:2015;
- participarea activă în comisia de evaluare a ofertelor pentru procedura de achiziție a echipamentelor de automatizare pentru proiectul BRUA;
- dezvoltarea unui proiect pilot pentru automatizarea procesului de calcul la alte condiții de referință a parametrilor orari de la stațiile de măsurare de pe tranzit, cu scopul de a asigura obligativitatea de publicare a parametrilor orari;
- asistență tehnică de specialitate în domeniul tehnologiei informației și comunicații pentru proiecte tehnice și studii de fezabilitate pentru lucrări elaborate de Transgaz;
- demararea publicării catalogului de servicii furnizate de DTIC în varianta electronică;
- asigurarea nivelului 2 de suport și mentenanță pentru sistemele informatice (GMOIS, MAIS, Meteo, MAXIMO, Gaz Management, Meteo, GIS), dezvoltarea de rapoarte noi, modificarea rapoartelor existente pentru modulele ERP MAIS și GMOIS, dezvoltarea unei soluții automate care permite transmiterea pe mail către angajații companiei a informațiilor privind drepturile salariale aferente unei luni;
- asistență tehnică pentru mediul de business în problematica TI a regulamentelor europene (REMIT, Transparență, Interoperabilitate);
- extinderea aplicației control acces (Pontaj) pentru angajații din mai multe locații (Sedii Mediaș, Sucursala Mediaș, ET Cluj);
- întreținerea interfețelor de extragere date din sistemele informatice la solicitarea mediului de business;
- pregătirea echipamentelor de calcul cu instalare sistem de operare și pachete software pentru noii angajați;
- monitorizarea și managementul capacității sistemelor de comunicații;
- managementul relației cu utilizatorii, prin întâlniri programate sau la cerere în care sunt preluate nevoile de TI&C și sunt discutate oportunitățile pe care DTIC le-ar putea oferi mediului de business.
- gestionarea riscurilor de securitate și a vulnerabilităților sistemului informatic;
- managementul echipamentelor din centrele de date și al evenimentelor, managementul capacității de procesare și stocare, inclusiv activități de mentenanță pentru echipamentele din centrele de date, monitorizare și mentenanță sistem BMS din locația Motaș;
- mentenanța UPS-urilor din locațiile centrelor de date Transgaz;
- monitorizarea alimentării cu energie și a climatizării pentru infrastructura din centrele de date;
- acordarea, retragerea și modificarea accesului angajaților în Intranet Transgaz;
- gestionarea schimbărilor din mediul IT și managementul proiectelor de implementare;
- efectuarea operațiunilor de backup aplicații (MAIS, GMOIS, Gaz Management, Meteo, Maximo) și baze de date (Oracle, SQL Server, PostgreSQL);
- administrarea și mentenanța serverelor de aplicații pentru sistemele informatice utilizate în Transgaz (MAIS, GMOIS, Gaz Management, Meteo, Maximo, GIS);
- mentenanța bazelor de date, administrarea și optimizarea bazelor de date;
- asigurarea și mentenanța serviciilor de telefonie fixă și mobilă;
- crearea și gestionarea profilelor de consum pentru serviciile de telefonie mobilă cu scopul de optimizare a consumului;
- suport și asistență tehnică pentru partenerii externi care utilizează platforma GMOIS;
- rezolvarea tuturor solicitărilor de modificare și publicare de conținut pe site-ul Transgaz primite de la utilizatorii Transgaz, inclusiv activități de întreținere și mentenanță a site-ului web Transgaz;
- actualizarea situației licențelor Microsoft utilizate în companie, pregătirea specificațiilor tehnice, obținerea avizului CTE interministerial și finalizarea documentației de achiziție pentru promovarea în SEAP pentru încheierea unui Contract Enterprise Agreement pentru 2018-2021;

- preluarea și rezolvarea incidentelor semnalate de utilizatori IT&C ai companiei, asigurare suport tehnic pentru utilizatorii de tehnică de calcul;
- asigurarea activității de service a echipamentelor de calcul, identificarea defectelor și trimiterea acestora spre remediere fie către furnizor dacă sunt în garanție, fie către firma care asigură service-ul.

Obiectivele specifice și acțiunile privind dezvoltarea activității în domeniul IT

Stadiul realizării acțiunilor propuse pentru 2017 privind contribuția Departamentului Tehnologia Informației și Comunicații la obiectivele strategice ale companiei prevăzute în "**Planul de Management pentru perioada 2017 – 2021**" este prezentat în tabelul următor:

Nr. Crt.	Acțiunea	Stadiu
1	Documentare pentru definirea unui sistem de management de proiect de tip Microsoft Project Server	Elaborare parțială a specificațiilor tehnice pentru sistemul de management de proiect. Termen estimat pentru demarare achiziție : semestrul II - 2018.
2	Încheierea acordului cadru pentru servicii de comunicații	Finalizare acorduri cadru pentru serviciile de comunicații - acces internet, servicii VPN MPLS și circuite închiriate pentru cale principală și redundantă de comunicații precum și servicii de comunicații industriale.
3	Realizarea mentenanței preventive, adaptive și corective a sistemelor DTIC	Mentenanța preventivă, adaptivă și corectivă a sistemelor informatice și de comunicații din Transgaz s-a realizat în 2017 fie cu resurse proprii, fie prin încheierea unor contracte de mentenanță.
4	Monitorizarea soluțiilor existente de schimb de date în condiții de securitate	Soluțiile existente de schimb de date cu partenerii s-au asigurat în condiții de securitate.
5	Definirea unui sistem de videoconferință	Caietul de sarcini a fost finalizat, avizat CTE DTIC și demarat în achiziție.
6	Implementarea unei soluții de poșta electronică	Implementare finalizată a soluției de poșta electronică în 2017. Aproximativ 75% din căsuțele de email ale utilizatorilor au fost migrate.
7	Documentare pentru definirea unui mediu de raportarea standard către beneficiari (de tip SharePoint)	Elaborare parțială a specificațiilor tehnice pentru sistemul de management de proiect. Termen estimat pentru demarare achiziție : semestrul II - 2018.
8	Adaptare site www.transgaz.ro ca mijloc principal de comunicare externă	Site-ul www.transgaz.ro a fost adaptat conform cerințelor.
9	Implementarea de sisteme de backup pentru datele și serviciile din centrul de date principal	Implementarea sistemului de backup a fost finalizată în 2017.

7.4.7 Activitatea de cooperare și relații internaționale

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 a Transgaz 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, după cum urmează:

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.

În acest sens, în cursul anului trecut părțile au încheiat Acorduri de Interconectare pentru Punctele de Interconectare Ruse/Giurgiu și Negru Vodă I. Aceste acorduri privesc 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 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, urmând a fi lansat un proces de consultare publică a regulilor comerciale care vor deveni parte integrantă din viitorul acord de interconectare.

FGSZ Ltd. (Ungaria):

- *Proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului de transport Bulgaria-România-Ungaria-Austria”:*
 - părțile, împreună cu autoritățile naționale de reglementare, ANRE (România), HEA (Ungaria) au pregătit cadrul de reglementare necesar pentru derularea unei proceduri de sezon deschis angajant pentru rezervarea capacităților de transport transfrontaliere incrementale la frontiera România-Ungaria;

- după o nouă serie de consultări cu utilizatorii de rețea, a fost revizuit calendarul procedurii, Manualul astfel modificat fiind aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 1397/26.09.2017; toate documentele supuse dezbaterii publice au fost publicate pe web-site-urile fiecăruia dintre cei doi operatori, TRANSGAZ și FGSZ, precum și solicitările de clarificări și răspunsurile operatorilor în cadrul procedurii; conform Manualului, perioada de înregistrare a solicitanților a fost 16.10.2017-03.11.2017. Raportul comun privind prima rundă de ofertare a fost publicat pe paginile de internet ale TRANSGAZ și FGSZ în data de 29.12.2017, cu respectarea calendarului Procedurii; conform raportului, prima rundă de ofertare a fost încheiată cu succes. Participanții declarați câștigători au fost informați.
- *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Csanadpalota, în conformitate cu Codurile europene de Rețea (CAM, BAL, INT):*
 - în temeiul Acordului de Interconectare încheiat pentru Punctul de Interconectare Csanadpalota, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/703;
 - în temeiul Acordului de Afiliere OST la Platforma Regională de Rezervare a Capacității (RBP) pentru tranzacționarea capacității grupate și negrupate în punctele de interconectare transfrontalieră cu sistemele de transport gaze din Ungaria și Bulgaria, în conformitate cu *Regulamentul nr. 459/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013.*

UKRTRANSGAZ (Ucraina):

- *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Isaccea 1* în temeiul Acordului de Interconectare încheiat în conformitate cu reglementările europene aplicabile.
- *Operarea Punctului Virtual de Interconectare Isaccea 2,3/Orlovka.* Părțile sunt în proces de convenire a documentelor necesare pentru lansarea consultării publice a regulilor de afaceri care sunt parte integrantă din viitorul acord. Ca un prim pas în vederea încheierii unui Acord de Interconectare, în perioada 16.10-15.12.2017 a avut loc consultarea publică cu privire la regulile comerciale și procedurile de comunicare în cazul evenimentelor excepționale la proiectul Acordului de Interconectare pentru PVI Isaccea 2,3/Orlovka, în conformitate cu prevederile art. 4 din Reg. 703/2015.
- *În ceea ce privește operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo,* părțile sunt în proces de negociere a unui Acord de Interconectare. În acest sens, în perioada 01.07-01.09.2017 a avut loc consultarea publică cu privire la regulile comerciale și procedurile de comunicare în cazul evenimentelor excepționale la proiectul Acordului de Interconectare pentru PI Medieșu Aurit/Tekovo, în conformitate cu prevederile art. 4 din Reg. 703/2015.
- *În ceea ce privește modernizarea SMG Isaccea 1 în calitate de stație de măsurare comercială,* SMG Isaccea 1 face parte dintr-un proiect de modernizare a stațiilor de pe conducta de tranzit T1 pentru asigurarea curgerii fizice bidirecționale a gazelor prin PI Isaccea 1 și PI Negru Vodă 1/Kardam.

VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):

- TRANSGAZ a evaluat/auditat, inclusiv cu participarea unor experți din DAFERI, compania Vestmoldtransgaz și a întocmit un Raport cu privire la situația tehnică, economică și financiară a acestei companii.
- Se continuă discuțiile tehnice între reprezentanții MEPIU din cadrul Ministerului Economiei al Republicii Moldova, Vestmoldtransgaz, SNTGN Transgaz SA și ICPT Energoproiect Chișinău, în scopul dezvoltării proiectului (dezvoltări pe partea de nord-est a României și construirea conductei Ungheni-Chișinău).

- Având în vedere scoaterea la vânzare a operatorului de sistem de transport gaze naturale care gestionează interconectorul Iași-Ungheni pe partea moldoveană, ținând cont de obiectivele companiei și ale Statului Român ca acționar majoritar al său, Transgaz a comunicat la 01.11.2017 Guvernului Republicii Moldova interesul de a participa la procedura concursului investițional conform legii și, la solicitarea ulterioară, a obținut prelungirea termenului de depunere a unei oferte ferme până cel mai târziu la 28.12.2017.
- Prin decizia nr. 10 adoptată în ședința din 12.12.2017, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor Transgaz S.A. (AGEA) a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a unei societăți comerciale, ținând cont de condițiile care decurg din legislația moldoveană. În baza deciziei AGEA, la data de 18.12.2017, a fost înființată la Chișinău, Eurotransgaz S.R.L., având ca asociat unic S.N.T.G.N. Transgaz S.A. din România. În îndeplinirea obiectului său de activitate, Eurotransgaz S.R.L. a comunicat autorităților de privatizare de la Chișinău intenția de a participa la concursul investițional privind Vestmoldtransgaz.

SRBIJAGAS (Serbia):

- În marja reuniunii de la București, din 19 iulie 2017, a operatorilor de sistem și de transport gaze naturale din state cuprinse în proiectele de operaționalizare a Coridorului Vertical de transport gaze naturale, SNTGN Transgaz SA și JP Srbijagas anunță finalizarea procedurilor interne necesare și intrarea în vigoare a Memorandumului de Înțelegere privind dezvoltarea cooperării între cele două companii.
- Documentul face parte dintr-o serie de demersuri pentru consolidarea cooperării bilaterale în domeniul de activitate specifice operatorilor de sistem și de transport gaze naturale din România și din Serbia și stabilește un cadru pentru avansarea proiectelor de interes reciproc.
- Prin crearea infrastructurii necesare interconectării sistemelor de transport gaze naturale, Transgaz și Srbijagas își propun să contribuie la creșterea predictibilității în furnizarea de energie în regiune, prin alternative ce pot fi mai eficiente față de soluțiile de aprovizionare cu gaze naturale oferite de alte variante.
- Părțile colaborează în vederea implementării proiectului “Interconectarea Sistemului Național de Transport Gaze Naturale din România cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia” care presupune construirea unei conducte noi de transport gaze naturale ce va asigura conexiunea dintre conducta magistrală de transport gaze naturale “BRUA” și Nodul Tehnologic Mokrin din Serbia.
- Transgaz și Srbijagas elaborează Studiile de Prefezabilitate pentru obiectivele aferente fiecărei țări, soluțiile și datele necesare pentru finalizarea acestora au fost convenite în cadrul întâlnirilor comune.

Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:

Shipperi regionali de gaze naturale:

GAZPROM EXPORT (Federația Rusă):

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

BULGARGAZ (Bulgaria):

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

și schimbul de date și ale Regulamentului (UE) 984/2015 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității.

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

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

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

Au avut loc noi discuții și întrevederi în vederea identificării unor oportunități de afaceri și dezvoltarea parteneriatelor cu:

Eustream AS (Slovacia), ENAGAS (Spania), SNAM (Italia), Fluxys (Belgia), GRTGaz (Franța), DESFA (Grecia), și SOCAR (Azerbaidjan), EGAS (Egipt), DEFA (Cipru), Adunarea Generală a Acționarilor Transgaz a aprobat asocierea cu Regasificadora del Noroeste S.A. (Spania) în vederea depunerii unei oferte angajante în procesul de privatizare a operatorului sistemului elen de transport gaze naturale DESFA S.A.

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

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

Memorandumul de Înțelegere privind Abordarea și planul de acțiuni comune în ceea ce privește transportul bidirecțional de gaze naturale prin conductele transbalcanice în vederea depășirii provocărilor aferente diversificării și siguranței în aprovizionare (Memorandum-ul de Înțelegere privind Coridorul Trans-balcanic)

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

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

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

Memorandum de Înțelegere în ceea ce privește proiectul Coridorul Vertical

Cu ocazia reuniunii Grupului la Nivel Înalt pentru Conectivitatea Rețelelor de Gaze în Europa Centrală și de Sud-Est (CESEC) care a avut loc la Budapesta, în data de 8 septembrie 2016, Miniștri Energiei din Grecia, Bulgaria, România și Ungaria au semnat o Declarație Comună privind dezvoltarea „Coridorului Vertical”, iar reprezentanții operatorilor sistemelor de transport vizate (DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz și FGSZ) au semnat de asemenea o Declarație comună prin care și-au exprimat deschiderea față de inițiativa promovată la nivel ministerial și intenția de a conveni asupra unui Memorandum de Înțelegere. Memorandumul de Înțelegere între DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz și FGSZ a fost semnat la București în 19 iulie 2017.

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

Companii internaționale de exploatare și producție gaze naturale (OMV, ExxonMobil)

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

În cadrul Departamentului Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale sunt gestionate majoritatea relațiilor de colaborare cu organizații la care Transgaz s-a afiliat. În perioada 01.01.2017 – 31.12.2017, în cadrul DAFERI a fost gestionată relația de colaborare cu următoarele asociații:

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

Menționăm faptul că, în perioada ianuarie–decembrie 2017, conducerea departamentului, prin directorul DAFERI.I, directorul direcției Relații Internaționale, directorul direcției Fonduri Europene precum și prin consilierii și șefii serviciilor din structura DAFERI, a 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 (a se vedea **Anexa 10**).

Departamentul Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale a fost activ implicat în Comitetul de Dezvoltare Strategică (CDS) al societății, prin activitatea directorului DAFERI, în calitate de membru CDS și prin asigurarea de către șeful serviciului Relații Internaționale a secretariatului acestui comitet, inclusiv prin elaborarea notelor de discuție și a planurilor de acțiuni rezultate în urma întâlnirilor CDS.

Totodată, reprezentanții DAFERI au asigurat asistența metodologică necesară pentru soluționarea problemelor administrative, tehnice și procedurale asociate reprezentanțelor Transgaz la Bruxelles și la Chișinău, care în baza hotărârii Consiliului de Administrație nr. 4 din 28.01.2016 au fost transferată în subordinea DAFERI.

Reprezentanța Transgaz la Bruxelles

Au fost depuse eforturi susținute pe linia identificării și valorificării de noi oportunități pentru consolidarea, dezvoltarea și diversificarea dialogului direct și constructiv, atât cu instituțiile UE, cu actorii importanți din domeniul energiei, cât și cu partenerii societății noastre, având drept scop promovarea misiunii și viziunii companiei la nivel comunitar și internațional, precum și sprijinirea realizării principalelor obiective strategice ale TRANSGAZ.

Sintetic, activitatea Reprezentanței TRANSGAZ Bruxelles s-a desfășurat pe următoarele coordonate:

- Reprezentarea TRANSGAZ la evenimente/activități oficiale organizate la Bruxelles;
- Evenimente/acțiuni/activități de potențial interes pe linie de informare/documentare și networking, organizate la Bruxelles și semnalate către DAFERI;
- Contribuții la Rapoartele/informările destinate conducerii companiei/C.A. Transgaz;
- Activitatea de documentare și informare;
- Aspecte organizatorice.

Detaliat activitatea Reprezentanței Transgaz la Bruxelles este prezentată în **Anexa 11**.

Reprezentanța Transgaz la Chișinău

Reprezentanța Transgaz la Chișinău a fost constituită în vederea dezvoltării proiectelor de infrastructură în domeniul gazelor naturale în colaborare cu Republica Moldova. Aceasta a derulat activități intense, în colaborare cu alte entități din cadrul companiei, privind colaborarea cu Vestmoldtransgaz în special în proiectul dezvoltării pe teritoriul Moldovei a proiectului de gazoduct Ungheni-Chișinău și impactarea Transgaz în acest proiect:

- **22 Februarie 2017**—Chișinău—întâlnire TRANSGAZ, Vestmoldtransgaz, Energoproiect, Unitatea Consolidată pentru Implementarea Proiectelor în Energetică, la sediul Ministerului Economiei al Republicii Moldova.
- **27 Aprilie 2017**—Ploiești—întâlnire la sediul Consiliului Județean Prahova, a viceprim-ministrului dl. Octavian CALMIC-ministru al economiei din Republica Moldova, cu dl. Mihai TUDOSE-ministru al Economiei în Guvernul României, cu prilejul evenimentului “Fabricat în Republica Moldova”. Cu același prilej s-a stabilit actualizarea Grupurilor de Lucru bilaterale, create.
- **5 Mai 2017**—Chișinău—Pentru ducerea la îndeplinire a celor stabilite în reuniunea de la Ploiești, la Chișinău s-au derulat lucrările Grupului de Lucru Comun (România-Republica Moldova) în vederea implementării proiectelor româno-moldave în domeniul energiei.
- **27 Iulie 2017**—La sediul Ministerului Economiei, la București, a avut loc la ședința grupului comun de lucru în domeniul energiei, pentru analizarea stadiului în care se află proiectele necesare interconectării rețelelor de gaze naturale și energie electrică din România și Republica Moldova.

- **23 August 2017**-La sediul Direcției Generale Arhitectură, Urbanism și Relații Funciare din cadrul Primăriei Chișinău a avut loc o ședință pe tema clarificării neconformităților semnalate în perspectiva emiterii avizului pentru obținerea Certificatului de Urbanism.
- **14 Septembrie 2017**-La sediul ÎS Vestmoldtransgaz din Chișinău, s-a reunit comisia constituită în vederea inițierii procesului de predare-primire a documentației proiectului tehnic pentru conducta Ungheni-Chișinău. Din comisie au făcut parte reprezentanți ai SNTGN Transgaz SA (au predat) și reprezentanți ai ÎS Vestmoldtransgaz și ai Ministerului Economiei din R. Moldova (au primit). Procedura presupune mai multe etape de predare și verificare.
- **27 Octombrie 2017** - Anunțarea de către Guvernul Republicii Moldova, la 27.10.2017, a declanșării unei noi etape de privatizare a unor active din proprietatea statului moldovean, printre care și Î.S. Vestmoldtransgaz.
- Relevanța implicării Transgaz în achiziționarea Î.S. Vestmoldtransgaz este legată de funcționarea interconectării Iași-Ungheni în condiții de predictibilitate și siguranță, construcția și operarea gazoductului Ungheni-Chișinău și a instalațiilor aferente, dar și pentru securizarea unui segment de consumatori (cetățeni români cu domiciliul în Republica Moldova) care ar putea deveni vulnerabili post-2019, orizont de timp în care se anticipează modificări în strategiile de export ale principalului furnizor de gaze naturale în regiunea Europei Centrale și de Sud-Est.
- **1 Noiembrie 2017** - Transgaz a comunicat la 01.11.2017 Guvernului Republicii Moldova interesul de a participa la procedura concursului investițional conform legii și, la solicitarea ulterioară, a obținut prelungirea termenului de depunere a unei oferte ferme până cel mai târziu la 28.12.2017. Concomitent, au fost întocmite formalitățile pentru convocarea Adunării Generale a Acționarilor în perioada 11-12.12.2017, spre a decide cu privire la o serie de măsuri aferente.
- **12 Decembrie 2017**- Prin decizia nr. 10 adoptată în ședința din 12.12.2017, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor Transgaz S.A. (AGEA) a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a unei societăți comerciale, ținând cont de condițiile care decurg din legislația moldoveană. În baza deciziei AGEA, la data de 18.12.2017, a fost înființată la Chișinău, Eurotransgaz S.R.L., având ca asociat unic S.N.T.G.N. Transgaz S.A. din România. În îndeplinirea obiectului său de activitate, Eurotransgaz S.R.L. a comunicat autorităților de privatizare de la Chișinău intenția de a participa la concursul investițional privind Vestmoldtransgaz.
- **28 Decembrie 2017** - În conformitate cu mandatul primit, ținând cont de interesele asociatului unic și de rezultatele evaluărilor privind patrimoniul unic și planul de investiții al Vestmoldtransgaz, Eurotransgaz S.R.L. a depus la data de 28.12.2017 oferta fermă în cadrul concursului investițional de privatizare a Î.S. Vestmoldtransgaz.

În cadrul DAFERI sunt gestionate și **relațiile de colaborare cu ministerele de resort**. În cursul primului semestru al anului 2017 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.

Prin intermediul **Serviciului Cooperare Organisme Naționale și Internaționale** din cadrul DAFERI se gestionează și relația cu Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) pentru implementarea proiectelor de interes comun (PIC) aflate în lista PIC 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. În acest sens, în perioada 01.01.2017–30.06.2017 activitatea s-a desfășurat pentru:

- acceptarea Dosarului de candidatură pentru proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria, Podișor–SMG Horia și trei stații de comprimare (Jupa, Bibești și Podișor), Faza 1”;
- aprobarea Notificării în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru proiectul ”Extinderea capacității de transport a gazelor naturale din România către Ungaria până la 4,4 mld. mc /an, Faza 2”;
- aprobarea Notificării în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru proiectul ”Conducta Țărmul Mării Negre–Podișor pentru preluarea gazului din Marea Neagră”;
- aprobarea Conceptului privind participarea publicului pentru proiectul ”Conductă Țărmul Mării Negre–Podișor pentru preluarea gazului din Marea Neagră”;
- transmiterea la ACPIIC a Conceptului privind participarea publicului pentru proiectul ”Extinderea capacității de transport a gazelor naturale din România către Ungaria până la 4,4 mld. mc/an, Faza 2”.

7.4.8 Activitatea privind accesarea fondurilor europene

Accesarea fondurilor comunitare

Activitatea de accesare a fondurilor comunitare s-a desfășurat preponderent pentru:

- parcurgerea și analizarea documentelor de specialitate ce apar pe plan național/internațional, monitorizarea și identificarea oportunităților, surselor și instrumentelor de finanțare la nivelul UE și a Autorităților de Management din România, în vederea selectării proiectelor TRANSGAZ care pot beneficia de finanțare din fonduri nerambursabile;
- susținerea proiectelor TRANSGAZ cu potențial finanțabil din Fonduri Structurale la nivelul Autorităților de Management Naționale și la nivelul Comisiei Europene și a structurilor sale care gestionează aceste fonduri;
- colaborarea interdepartamentală în vederea completării documentației necesară întocmirii Cererilor de Finanțare, a Cererilor intermediară/finală de plată a soldului și de transmitere a informațiilor în vederea cunoașterii mecanismelor de acordare a finanțărilor europene;
- pregătirea dosarului Cererilor de Finanțare și a documentațiilor aferente;
- pregătirea Cererilor de plată intermediare/finale și a documentelor aferente;
- urmărirea/monitorizarea implementării/postimplementării din perspectiva contractului de finanțare, a proiectelor care beneficiază de finanțare comunitară;
- colaborarea interinstituțională cu ministerele de linie (Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Ministerul Fondurilor Europene) și instituțiile finanțatoare;
- participarea la reuniuni/întâlniri cu relevanță pentru gestionarea fondurilor europene, a programelor operaționale și pentru implementarea proiectelor cu finanțare europeană nerambursabilă;
- urmărirea legislației de specialitate și monitorizarea modificărilor și completărilor produse care au impact asupra activității de accesare și implementare.

Suplimentar, prin Direcția Fonduri Europene, Serviciul Fonduri Europene, s-a participat la sediul ”Eustream”–Slovia, cu ocazia ședințelor de lucru din lunile octombrie, noiembrie și decembrie 2017, privind analiza progresului realizat în elaborarea Studiului de fezabilitate pentru **Proiectul ”Eastring”**, Proiect de Interes Comun (PCI) 6.25.1, parte a coridorului prioritar al energiei 6, Interconexiuni de gaze Nord-Sud în Europa Centrală și de Sud-Est–”**Sistem de conducte din Slovia în Bulgaria**”, ce urmărește dezvoltarea unui sistem de conducte de transport bidirecțional care să interconecteze rețelele de transport al gazelor naturale din Slovia, Ungaria, România și Bulgaria.

Derularea contractului de realizare a SF-ului pentru proiectul "Eastring", a adus în discuție date privind definirea și selectarea rutelor, aspecte de mediu, informații cu privire la business, surse de aprovizionare, testul de piață, influența proiectelor din zonă și memorandumuri încheiate, precum și informații privitor la planul de afaceri-mod de funcționare, mod de finanțare, calculul tarifelor și necesitatea încheierii unui Acord comun între partenerii la proiect, privind modalitatea de exploatare a conductei.

Pe perioada de derulare a contractului vor avea loc întâlniri lunare cu partenerii de proiect, până la definitivarea Studiului de Fezabilitate, toate informațiile și datele importante referitor la proiect urmând a fi analizate și aprobate de toți partenerii înainte de a fi transmise către "EUROIL" Ungaria, executantul serviciului de întocmire a SF.

Dintre principalele activități desfășurate în perioada 1.01-31.12.2017 (unele dintre acestea în colaborare cu alte compartimente ale companiei) pot fi amintite:

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

- întocmirea de drafturi de aplicații, rapoarte de progres, rapoarte de durabilitate și adrese, privind gestionarea proiectelor TRANSGAZ beneficiare de granturi Europene, documente care au fost transmise periodic Organismelor finanțatoare, în conformitate cu prevederile din Deciziile/Contractele de finanțare;
- întocmirea de informări referitor la punctele de vedere privind elemente sensibile constatate și implicațiile unor eventuale modificări ale reperelor aferente Contractelor de execuție lucrări, în corelare cu prevederile Deciziilor/Contractelor de finanțare;
- asigurarea asistenței, colaborării, furnizării de informații suplimentare, solicitate în urma diverselor forme de verificare/evaluare la care au fost supuse proiectele cu finanțare europeană nerambursabilă;
- susținerea sesiunilor de auditare a activității Direcției Fonduri Europene, în ceea ce privește încadrarea în normativele de calitate și a prevederilor Procedurii de Proces;
- susținerea activității de gestionare a fondurilor europene, în cadrul misiunii de audit intern care s-a desfășurat în perioada 24.04.2017-3.06.2017 și care a avut ca obiectiv general:
 - evaluarea implementării sistemului de control intern/managerial;
 - evaluarea accesării fondurilor europene;
 - monitorizarea și implementarea proiectelor cu finanțare europeană.

Scopul misiunii l-a reprezentat examinarea responsabilităților asumate de către Direcția Fonduri Europene în perioada 01.01.2014-31.03.2017.

- susținerea sesiunii de audit de supraveghere, prin care s-a evaluat:
 - modul în care obligațiile ce rezultă din sistemul de management de calitate sunt îndeplinite la nivelul departamentului, din punct de vedere al conformității și a eficacității cerințelor standardelor de referință aplicabile;
 - abilitățile sistemului de management de a îndeplini cerințele legale reglementate;
 - potențialul de îmbunătățire a sistemului de management.

Proiectul " Interconectare România-Bulgaria "

- monitorizarea cheltuielilor eligibile aferente implementării proiectul Giurgiu–Ruse, rezultate din Contractele de execuție a lucrărilor atât pe partea terestră cât și pe segmentul de subtraversare a Dunării;
- întocmirea Raportului Tehnic de Implementare Nr. 8, care a fost armonizat cu BULGARTRANSGAZ și transmis DG-ENER din cadrul Comisiei Europene, în termenul prevăzut de Decizia de Finanțare;

- analiza documentelor care s-au generat pe parcursul implementării proiectului și întocmirea Raportului Tehnic Final de Implementare și Declarația Financiară;
- întocmirea Caietului de sarcini, demararea/finalizarea procedurilor de achiziție a serviciilor de Audit financiar în vederea obținerii Certificatului de Audit, document necesar întocmirii documentației pentru Cererea finală de plată, conform prevederilor Deciziei de finanțare;
- constituirea întregii documentații supuse procesului de auditare;
- obținerea în urma auditului independent, a Raportului de audit și eliberarea Certificatului de audit Extern, document obligatoriu de anexat la cererea finală de plată a soldului;
- întocmirea și transmiterea către Ministerul Economiei a aprobărilor documentelor: Certificarea de către Statul Membru a cheltuielilor solicitate de beneficiar și Validarea de către Statul Membru a Raportului tehnic financiar;
- transmiterea spre BULGARTRANSGAZ, a documentelor aferente Cererii Finale de Plată necesar a fi depuse în comun, în vederea armonizării conținutului acestora;
- transmiterea către Comisia Europeană a documentației aferente Cererii finale de plată a soldului, în vederea verificării și aprobării decontării costurilor eligibile efectuate pentru Interconectarea RO-BG;
- gestionarea răspunsului la solicitările de clarificări enunțate de CE privitor la Cererea de plată finală;
- preluarea și însușirea documentului prin care CE a aprobat Raportul Tehnic Final și extrasul bancar care evidențiază c/val cheltuielilor eligibile aprobate și virate de către CE în contul Transgaz.

Proiectul “Întocmirea Proiectelor Tehnice la 3 Stații de Comprimare de pe traseul PCI 7.1.5”

- întocmirea împreună cu Structura de management a proiectului, a documentelor solicitate de INEA (structura din cadrul C.E.- DG ENER, prin care se acorda finanțarea nerambursabilă) în vederea rectificării coordonatelor Contractului de Finanțare aprobat;
- asigurarea unei legături permanente cu INEA în vederea clarificării și detalierii tuturor aspectelor necesare pentru aprobarea documentației de prelungire a Contractului de finanțare până la 30.06.2017;
- întocmirea întregii documentații de achiziție a serviciului de audit financiar (Caiet de sarcini, Referat de necesitate);
- trimiterea documentației spre validare la Managerul de proiect și pentru completarea datelor financiar-contabile la structura UMP BRUA;
- finalizarea procesului de evaluare a ofertelor depuse în vederea contractării serviciului de audit financiar, pentru obținerea documentelor aferente Certificatului privind situațiile financiare și anume:
 - termeni de Referință pentru Raportul Independent privind Principalele Constatări referitoare la costurile declarate în baza Acordului de finanțare din cadrul Mecanismului Conectarea Europei (CEF);
 - raport Independent cu Concluziile Factice privind Costurile declarate în cadrul Mecanismului Conectarea Europei;
- verificarea documentelor emise de Auditorul extern independent, parte integrantă din Certificatul privind situațiile financiare;
- participarea la întâlnirea cu reprezentanții INEA în vederea clarificării aspectelor specifice întocmirii Raportului tehnic final precum și a detaliilor aferente modului în care se vor solicita spre decontare costurile aferente implementării Acțiunii;
- acordarea consultanței la întocmirea Cererii finale de plată (Raportul Final, Fișa financiară individuală, Fișa cu detalii privind costurile eligibile, Fișa cu prezentarea costurilor declarate de beneficiar, Documentarea costurilor cu personalul) și la întocmirea și transmiterea către MFE, a documentului prin care s-a solicitat Certificarea de către Statul Membru a Declarației financiare.

Proiectul BRUA “Conductă de gaz din Bulgaria în Austria via România și Ungaria”

- asigurarea monitorizării permanente a legislației, activității și deciziilor Comisiei Europene în legătură cu Proiectele de Interes Comun;
- asigurarea gestionării corespondenței cu instituțiile europene și românești abilitate în gestionarea Proiectelor de Interes Comun și acordarea permanentă a asistenței structurilor din cadrul UMP BRUA referitor la prevederile Contractului de Grant și cum/dacă acestea interferează din punct de vedere al eligibilității cu costurile generate de anumite activități aferente implementării proiectului;
- acordarea permanentă a consultanței echipei UMP BRUA, în legătură cu aspectele din Contractul de finanțare în special pe spețele legate de eligibilitatea/neeligibilitatea costurilor;
- prezentarea la întâlnirea cu reprezentanții INEA a stadiului implementării Acțiunii precum și a planului de acțiune pentru următoarea perioadă.

Proiectul “Modernizare Stația de Turbocompressoare Șinca și Instalațiile aferente”

- întocmirea Raportului de Durabilitate aferent primului an de funcționare după punerea în funcțiune a proiectului și transmiterea acestuia către Organismul Financiar pentru Energie;
- comunicarea menținerii corecției financiare de 5% asupra valorii grantului acordat de către Ministerul Fondurilor Europene, printr-o Nota de Constatare, în urma auditării de către Curtea de Conturi a procedurilor de achiziție a lucrărilor de execuție ale proiectului;
- acordarea asistenței Departamentului Juridic în baza documentelor înaintate în prealabil, cu privire la demararea acțiunii de contestare în instanță a corecției financiare, în vederea stabilirii argumentelor necesare fundamentării ca nejustificată;
- evaluarea tuturor documentelor care au stat la baza Cererilor de plată, documentele aferente acestui proiect constituind baza misiunii de audit intern; acordarea de informații suplimentare/răspunsuri la chestionarele de audit, pentru clarificarea unor aspecte în vederea formării unei imagini reale asupra proiectului.
- întocmirea/transmiterea către Departamentul Exploatare și Mentenanță a adreselor prin care s-au solicitat documentele cu date care să demonstreze valorile pentru indicatorii de rezultat (buletine de măsurare emisii de poluanți atmosferici și gaze de ardere, costurile cu reparațiile capitale și consumul de ulei la grupurile de comprimare, raportat la 150 de zile de funcționare/an);
- întocmirea Raportului de Durabilitate pentru anul 2017 și transmiterea acestuia către Organismul Intermediar pentru Energie (OIE);
- asigurarea condițiilor necesare și a sprijinului necesar pentru echipa de monitorizare din partea OIE, cu ocazia vizitei de control efectuată la sediul Stației de Comprimare.

Proiectul SCADA

- întocmirea împreună cu Direcția Automatizări și SCADA a Raportului anual de durabilitate, transmiterea acestuia către Organismul Intermediar pentru Energie până la data scadentă de 15 ianuarie 2017, în conformitate cu prevederile Contractului de finanțare;
- analizarea/concluzionarea documentelor relevante demonstrării menținerii Indicatorilor de Rezultat după primul an de exploatare a proiectului.

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 Call-urilor pentru depunerea de aplicații și a site-ului MFE pentru prelucrarea 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 depista posibilitățile de promovare a proiectelor TRANSGAZ din zona „eficienței energetice”, în vederea completării criteriilor de eligibilitate din Axa Prioritară 6 și 7 a Programului;
- actualizarea adreselor prin care au fost transmise informații conducerii departamentelor/direcțiilor TRANSGAZ cu privire la oportunitățile de finanțare prin Programele de finanțare gestionate de Comisia Europeană și Organismele finanțatoare naționale, cu privire la condițiile și criteriile de accesare a fondurilor structurale, în vederea corelării prevederilor acestora cu programul de Dezvoltare–Cercetare al TRANSGAZ și promovării obiectivelor proprii de investiții, a proiectelor cu potențial finanțabil;
- efectuarea demersurilor privind alocarea suplimentară de fonduri din exercițiul financiar 2014–2020, pentru sectorul transportului de gaze naturale, prin Programul Operațional Infrastructura Mare;
- completarea Studiului de Fezabilitate aferent 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”, în vederea pregătirii documentelor necesare depunerii aplicației pentru aprobarea finanțării prin POIM–în conformitate cu sugestiile consultantului CE pentru Ministerul Fondurilor Europene–JASPERS;
- colaborarea cu părțile implicate (DPC+UMP) în furnizarea informațiilor, documentației, formularelor necesare întocmirii Cererilor de Finanțare;
- întocmirea draftului Cererii de Finanțare și participarea la întâlnirile de lucru împreună cu responsabilii pentru POIM din partea MFE;
- întocmirea tabelului cu valoarea indicatorului de rezultat, respectiv ”Capacitatea Sistemului Național de Transport al gazelor Naturale în punctele de interconectare”, în contextul implementării proiectelor finanțate prin POIM și în vederea aplicării condiționalității generale privind Sistemul Statistic și Indicatorii de Rezultat, în baza Protocolului de colaborare încheiat între Transgaz și MFE;
- analizarea îndeplinirii criteriilor de eligibilitate ale unor potențiale proiecte ale TRANSGAZ, conform cerințelor Programelor de Finanțare 2014–2020; sunt luate în considerare promovarea finanțării unor potențiale proiecte TRANSGAZ, care vizează:
 - *utilizarea energiei cinetice a curgerii gazelor pe conducte, în vederea obținerii curentului electric;*
 - *sistem de control și achiziție date din sistemul de protecție catodică al S.N.T.G.N. TRANSGAZ*
 - *posibilitatea recondiționării Stației de Comprimare de la Bățani, prima stație de turbocompresoare din Europa și încadrarea acesteia în categoria Monumentelor istorice;*
 - *colaborarea cu firme din U.E.(Franța, Belgia, Italia) în vederea dezvoltării unor teme de cercetare care să permită accesarea de fonduri europene prin programul ORIZONT 2020;*
 - *pregătirea profesională prin schimburi de experiență sau cursuri de specialitate, în cadrul Programului Operațional Capital Uman-POCU, inclusiv în posibil parteneriat cu organizația sindicală din ramură.*
- promovarea spre analizare și identificare a unor posibilități de finanțare din POIM, pentru care se întocmesc Fișe de Proiect, a următoarelor obiective de investiții:
 - Malul Mării Negre-Podișor (RO) pentru preluarea gazelor de la Marea Neagră PCI nr. 6.24.8. (reactualizarea informațiilor);
 - Interconectarea sistemului național de transport cu sistemul internațional și reverse flow la Isaccea PCI nr.6.15.;
 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia–proiect prevăzut în Planul de dezvoltare a SNTGN Transgaz S.A. 2017-2026.

- asigurarea coordonării și verificării informațiilor din Fișele de proiect cu SF și ACB precum și corelarea acestora cu cerințele programelor de finanțare.

7.4.9 Audit intern și extern al activității societății

Activitatea de Audit public intern este organizată la nivelul Transgaz prin înființarea în anul 2007 a Serviciului de audit intern.







În anul 2017, activitatea de audit intern la nivelul SNTGN TRANSGAZ SA s-a desfășurat prin Serviciul Audit Intern (SAI), care este dublu subordonat, funcțional Directorului General, cât și Consiliului de Administrație, având obligația de raportare către acesta, astfel asigurându-se principiul independenței.

Din punct de vedere metodologic și procedural, SAI își desfășoară activitatea în baza Normelor metodologice proprii, a Cartei auditului intern, precum și a celor patru proceduri operaționale aprobate. Menționăm că în anul de raportare au fost actualizate atât procedurile cât și Normele metodologice și Carta auditului intern, fiind obținut avizul favorabil al organismului ierarhic superior.

▪ Misiuni de audit intern derulate în 2017

Planul Anual 2017 aprobat de Director General și prezentat Consiliului de Administrație prin Comitetul de Audit și Rating a fost actualizat, în principal, datorită solicitărilor de misiuni ad-hoc.

În anul 2017 au fost realizate următoarele misiuni, conform tabel:

Nr. crt.	Activitatea auditată	Rezultat evaluare globală	Grad de implementare	Tipul misiunii
1.	Evaluarea activității de verificare și avizare a proiectelor		100%	Planificată
2.	Evaluarea conformității între proiectele tehnice și lucrările executate de terți		95%	Planificată
3.	Evaluarea modului de gestionare a impozitelor și taxelor locale		100%	Planificată
4.	Evaluarea modului de gestionare a fondurilor europene		86%	Planificată
5.	Evaluarea activității de reparații, intervenții și operațiuni speciale		0%	Planificată
6.	Verificarea modului de aplicare și implementare a referențialelor de reglementare referitoare la paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor.		0%	Ad-hoc
7.	Evaluarea modului de utilizare a sumelor recepționate de către Clubul Sportiv Gaz Metan Mediaș cu titlul de sponsorizări		Misiune de consiliere	Ad-hoc

Grad de asigurare ridicat  Grad de asigurare mediu  Grad de asigurare scăzut 

Suplimentar au fost solicitate de către management patru puncte de vedere asupra unor aspecte concrete, acestea finalizându-se prin informări către solicitanți, astfel:

- informare privind punctul de vedere al Auditului Intern referitor la legalitate a modului de raportare actual către Comitetul Consultativ de Audit și Rating și către Consiliul de Administrație;
- informare privind relația Auditul intern și Inspekția Generală (fost Corp Control);
- informare privind Auditul Intern versus Auditul Intern de calitate;

▪ Urmărirea implementării recomandărilor

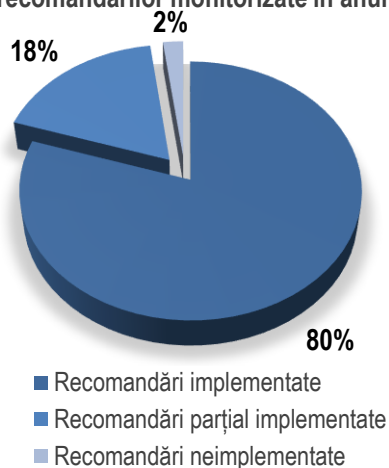
Această activitate se referă la recomandările formulate de către structura de audit intern în cadrul misiunilor de asigurare inclusiv din anii anteriori, și pentru care structura de audit intern are obligația urmăririi modului de implementare.

Recomandările monitorizate în anul 2017, atât din misiuni derulate în anul de raportare cât și din anii anteriori, sunt prezentate în tabelul de mai jos, evidențindu-se stadiul lor:

Nr. crt.	Domeniul	Număr de recomandări implementate		Număr de recomandări parțial implementate		Număr de recomandări neimplementate	
		În termen	După termenul stabilit	Pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit	Cu termenul de implementare depășit	Pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit	Cu termenul de implementare depășit
1.	Financiar contabil	15			1		
2.	Achiziții publice	8			3		
3.	Resurse umane	2			2		
4.	Fonduri comunitare	6				1	
5.	Funcțiile specific entității	45		1	10		1
TOTAL I		76		1	16	1	1
TOTAL II		76		17		2	

Tabel 49-Recomandările formulate de către structura de audit intern în anul 2017

Stadiul recomandărilor monitorizate în anul 2017



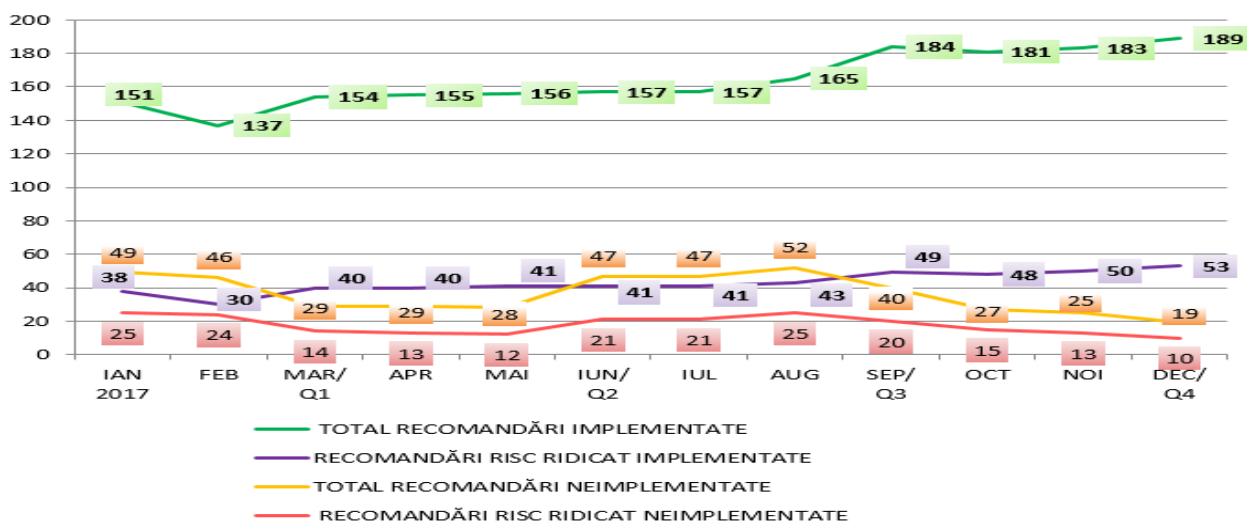
Grafic 57-Stadiul recomandărilor-2017

Menționăm faptul că pentru misiunea de audit de asigurare nr. 5, aferentă funcțiilor specifice entității la care există raport avizat, planul de acțiune și calendarul de implementare au fost aprobate în luna ianuarie 2018, fapt pentru care nu au fost cuprinse în tabelul anterior.

Recomandările formulate vor avea termene scadente în anul 2018, astfel încât acestea vor intra în monitorizare în acest an.

În figura de mai jos este prezentată evoluția procesului de implementare recomandări – se calculează/raportează lunar indicatorii prezentați.

EVOLUȚIE IMPLEMENTARE RECOMANDĂRI 2017



Grafic 58-Gardul de implementare a recomandărilor monitorizate în 2017

- Plus valoarea implementării recomandărilor formulate în cadrul rapoartelor de audit intern și rezultatul monitorizării indicatorilor de performanță ai activității de audit stabiliți pentru 2017

Ca urmare a misiunilor finalizate în 2017 au fost elaborate un număr de 68 recomandări pentru îmbunătățirea controlului intern managerial, vizându-se în principal:

- conformitatea cu legile, reglementările/procedurile și contractele în vigoare;
- eficacitatea și eficiența operațiunilor;
- gestionarea fondurilor și a patrimoniului;
- veridicitatea și integritatea informațiilor operaționale și financiare.

Pe baza rezultatelor obținute în cursul anului 2017, s-au calculat și analizat indicatorii de performanță, în vederea stabilirii gradului de realizare, după cum urmează:

Nr. crt.	Indicator	Realizare indicator	Observații
1.	Realizarea Planului anual aprobat (nr. misiuni de audit finalizate/nr. misiuni planificate)– 100%	100%	Planul anual a fost actualizat, conform legislației în vigoare.
2.	Realizarea misiunilor ad-hoc (nr. misiuni ad-hoc efectuate/nr. misiuni ad-hoc solicitate)– 90%	100%	S-au solicitat două misiuni ad-hoc care au fost realizate în termenele solicitate.
3.	Gradul de satisfacție a structurilor auditate- maxim 10% calificative slabe sub 3	100%	Fișele de evaluare primite în urma misiunilor de audit planificate au cuprins calificative peste nota 4.
4.	Creșterea calitativă a activității de audit pentru fiecare auditor, determinată pe baza fișelor de evaluare și efectuarea minim 7 zile/auditor de cursuri de pregătire	86%	Nr. de zile pregătire profesională/auditor din participarea la cursuri organizate cu formatori acreditați-6 zile-diferența de 9 fiind acoperit prin studiu individual pe teme date de șef structură.
5.	Gradul de implementare a recomandărilor la sfârșitul anului-80%	100%	Calcul indicator raportat la recomandările cu termene scadente în anul 2017.
6.	Menținerea gradului de implementare a standardelor de control intern managerial- 100%	100%	Sunt implementate 15 din 16 standarde, Standardul 14–fiind neaplicabil.
7.	Întocmirea Rapoartelor privind activitatea de audit intern în termenul specificat	100%	S-au respectat scadențele aferente fiecărui tip de raportare (lunare, trimestriale, semestriale, anuale).

Auditarea situațiilor financiare s-a efectuat de auditorii firmei "Deloitte Audit SRL" conform contractului încheiat cu aceasta.

8. ALTE INFORMAȚII PRIVIND ACTIVITATEA SOCIETĂȚII

Activitatea de analiză, verificare și avizare proiecte

Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte (DAVAP) a fost înființată în urma Hotărârii Consiliului de Administrație nr. 11/14.04.2014, completată cu Hotărârile Consiliului de Administrație nr. 2/21.01.2015 și nr. 14/27.04.2016.

Activitatea desfășurată în cadrul DAVAP continuă activitatea desfășurată în cadrul Serviciului Analiză, Verificare și Avizare Proiecte în ceea ce privește verificarea tehnică a documentațiilor însă este completată de verificarea economică a proiectelor.

În cadrul DAVAP se desfășoară următoarele activități de bază:

- analiza și verificarea documentațiilor tehnico-economice care urmează a fi avizate în CTE al TRANSGAZ;
- asigurarea secretariatului CTE, în conformitate cu ROF–CTE.

Obiectivele principale sunt legate de realizarea lucrărilor cuprinse în programele de dezvoltare-investiții și respectiv de reparații-reabilitări ale TRANSGAZ. În acest sens s-a urmărit ca toate proiectele intrate în cadrul direcției să fie analizate, verificate și avizate în CTE.

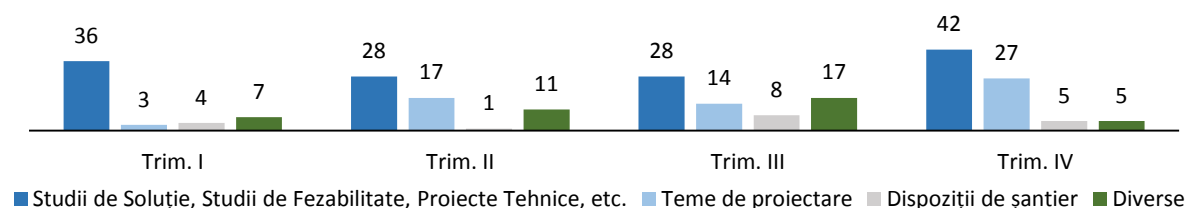
Evoluția numărului de proiecte avizate CTE în perioada 2013–2017 este următoarea:

	2013	2014	2015	2016	2017
Proiecte avizate CTE	*	309	369	291	204

*Direcția Analiză , Verificare și Avizare Proiecte a fost înființată în anul 2014

În anul 2017 au fost analizate în CTE Transgaz un număr de **253 documentații** respectiv:

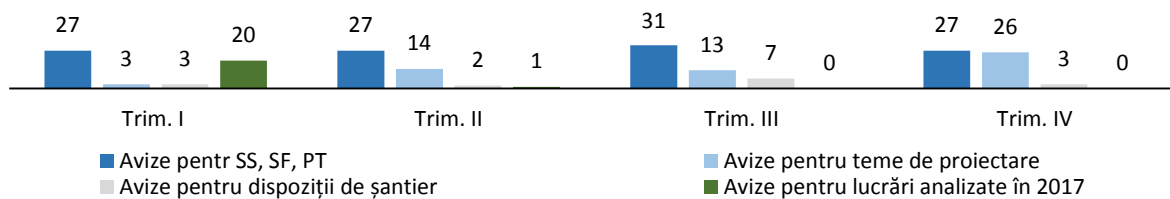
- studii de soluție, studii de fezabilitate, Proiecte Tehnice, etc. 134
- teme de proiectare 61
- dispoziții de șantier 18
- diverse 40



Grafic 59-Situația documentațiilor analizate în CTE pe trimestre 2017

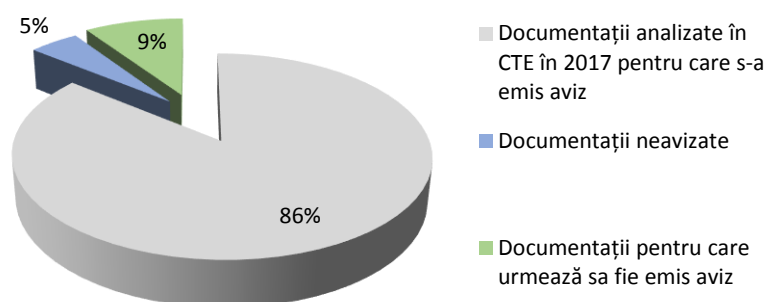
În anul 2017 au fost emise și semnate de către conducerea TRANSGAZ un număr de **204 avize CTE**, după cum urmează:

- avize pentru SS,SF și PT 112
- avize pentru teme de proiectare 56
- avize pentru dispoziții de șantier 15
- avize pentru lucrări analizate în 2017 21



Grafic 60-Situația avizelor CTE emise în 2017 pe trimestre

Situație generală CTE-2017	Nr. doc.	%
Documentații analizate în CTE (fără Diverse)	213	100%
Documentații analizate în CTE în 2017 pentru care s-a emis aviz	183	86%
Documentații neavizate	10	5%
Documentații pentru care urmează sa fie emis aviz	20	9%

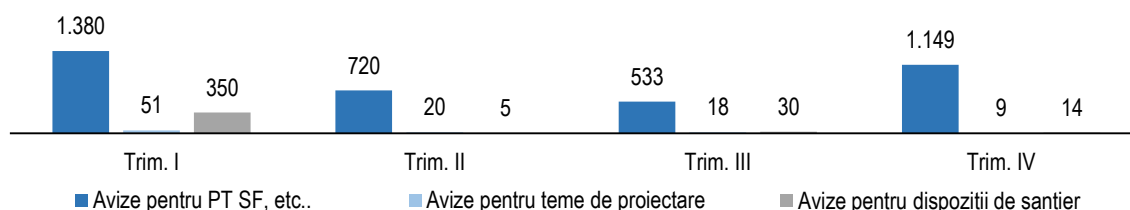


Grafic 61-Gradul de avizare în CTE a documentațiilor-2017

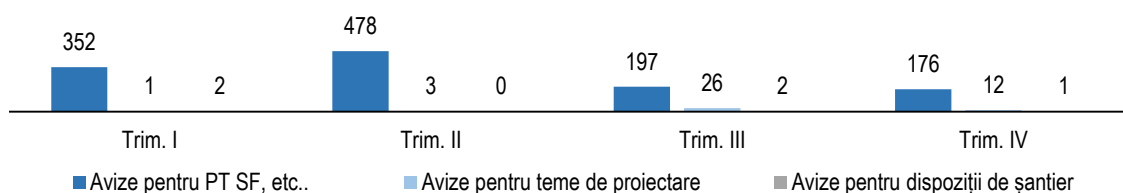
Documentațiile care au fost înaintate pentru avizare CTE-Transgaz în anul 2017 au fost verificate atât de către angajații DAVAP cât și de către membrii Grupului de Suport Tehnic (GST) după cum urmează:

Nr. observații formulate de către DAVAP pentru documentații postate în 2017, din care:	Trim. I	Trim. II	Trim. III	Trim. IV	TOTAL 2017
	1.781	745	581	1.172	4.279
- observații pentru SS,SF și PT	1.380	720	533	1.149	3.782
- observații pentru teme de proiectare	51	20	18	9	98
- observații pentru dispoziții de șantier	350	5	30	14	399

Nr. observații formulate de către GST pentru documentații postate în 2017, din care:	Trim. I	Trim. II	Trim. III	Trim. IV	TOTAL 2017
	355	481	225	189	1.250
- observații pentru SS,SF și PT	352	478	197	176	1.203
- observații pentru teme de proiectare	1	3	26	12	42
- observații pentru dispoziții de șantier	2	0	2	1	5



Grafic 62-Nr. observații formulate de către DAVAP pentru documentații postate în 2017



Grafic 63-Nr. observații formulate de către GST pentru documentații postate în 2017

Urmare a activității desfășurate de către DAVAP și GST, între momentul depunerii documentațiilor pentru verificare și momentul emiterii avizelor CTE, au fost întocmite și verificare un număr total de 612 revizii ale documentațiilor (în medie 2,65 revizii/documentație).

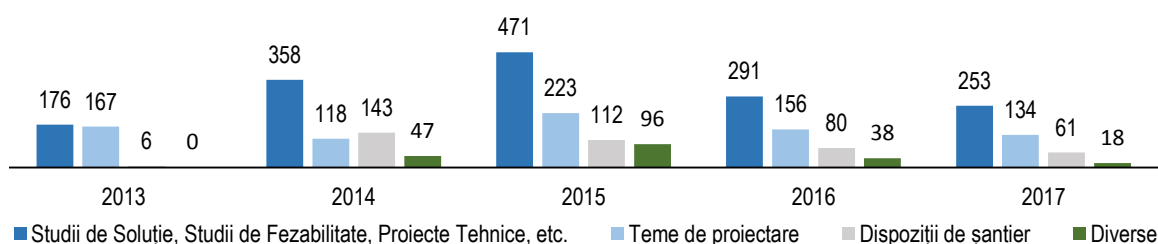
Principalele măsuri angajate în anul 2017 pentru îndeplinirea obiectivelor sunt:

- analizarea permanentă/evaluarea documentațiilor care au trecut prin CTE Transgaz, inclusiv estimarea cât mai realistă a prețurilor utilizate în documentații;
- finalizarea activității de elaborare a Standardelor de Cost aplicabile la nivelul societății;
- organizarea ședințelor CTE Transgaz și transmiterea Avizelor CTE în timp util către elaboratorii documentațiilor.

Realizările principale specific domeniului de activitate al DAVAP în perioada 2013-2017

- îmbunătățirea activității de verificare și analiză a documentațiilor care au fost prezentate pentru avizare în CTE, prin înființarea structurilor specializate din componența DAVAP (Serviciul de Analiza și Verificare Proiecte, Biroul Verificare Devize și Evaluare Economică, Biroul Estimare Prețuri, Biroul Secretariat CTE) și a Grupului de Suport Tehnic;
- actualizarea Regulamentului de Organizare și Funcționare al CTE, în conformitate cu modificările apărute, atât în ceea ce privește activitatea de verificare și analiza documentației, cât și în funcție de obiectivele și direcțiile de acțiune cuprinse în planul de administrare al SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș;
- extinderea activității de verificare, analiză și avizare și asupra altor documentații cu impact asupra activității Transgaz, respectiv: teme de proiectare, dispoziții de șantier, etc.

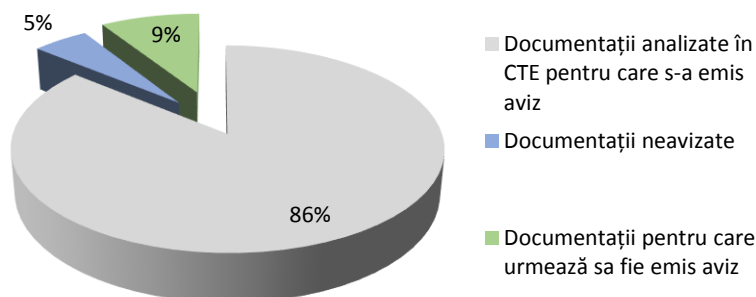
SUMAR–documentații prezentate în CTE	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 2013-2017
Nr. documentații prezentate în cadrul CTE:	176	358	471	291	253	1.549
✓ studii de soluție, studii de fezabilitate, Proiecte Tehnice, etc.	167	118	223	156	134	798
✓ teme de proiectare	6	143	112	80	61	402
✓ dispoziții de șantier	0	47	96	38	18	199
✓ diverse	3	50	40	17	40	140



Grafic 64-Situația documentațiilor prezentate în CTE în perioada 2013-2017

SUMAR–avize CTE	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL 2013-2017
Nr. avize CTE:	160	354	374	269	204	1.361
✓ avize pentru PT SF, etc..	157	71	187	137	112	664
✓ avize pentru teme de proiectare	3	104	118	73	56	354
✓ avize pentru dispoziții de șantier	0	134	64	36	15	249
✓ avize pentru lucrări analizate în anul anterior	n.a.	45	5	23	21	94

SITUAȚIE GENERALĂ CTE ÎN PERIOADA 2013-2017	Nr. doc.	%
Documentații analizate în CTE (fără DIVERSE)	213	100%
Documentații analizate în CTE în 2017 pentru care s-a emis aviz	183	86%
Documentații neavizate	10	5%
Documentații pentru care urmează să fie emis aviz	20	9%



Grafic 65-Gradul de avizare în perioada 2013-2017

Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **NABUCCO GAS PIPELINE INTERNATIONAL GmbH**, cu sediul în Viena, companie în care Transgaz deținea părți sociale în procent de 17,93% din capitalul social și având obiect de activitate dezvoltarea proiectului Nabucco.

Lipsa de perspectivă a proiectului Nabucco în contextul deselectării acestuia de către Consorțiul Shah Deniz și a incertitudinii punerii în operă a unor zăcăminte noi de gaze în viitorul previzibil în zona Mării Caspice și a Orientului Mijlociu a determinat asociații Nabucco să ia decizia lichidării companiei de proiect și a Companiilor Naționale Nabucco (NNC-uri), lichidare voluntară și controlată de asociații NIC realizată prin intermediul unui lichidator.

În luna septembrie 2017 s-a obținut decizia Tribunalului Comercial Viena prin care societatea Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC") a fost radiată. Societatea a scos la 30 septembrie 2017 din evidențele sale contabile activul în valoare de 138.544.435 lei concomitent cu reluarea la venituri a provizionului constituit în anii precedenți pentru aceeași valoare.
- **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). Scopul înființării filialei a fost participarea la procedura de privatizare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz care operează conducta Iași –Ungheni pe teritoriul Moldovei.

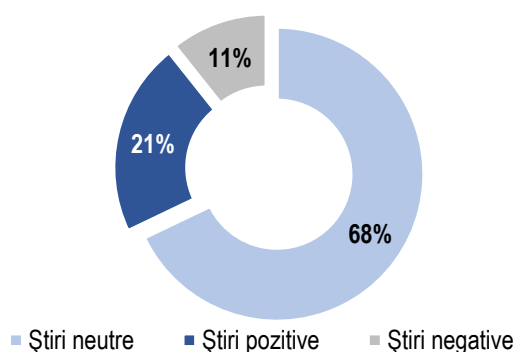
Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz

În urma monitorizării știrilor privind activitatea Transgaz apărute pe canalele media în anul 2017, menționăm că acestea au fost în număr de 243, din care:

Nr. crt.	Categorie știri	12 luni		%	Procent	
		2017	2016		2017	2016
1.	Știri neutre	165	161	2	68%	53%
2.	Știri pozitive	52	130	-60	21%	42%
3.	Știri negative	26	16	63	11%	5%
	Total știri	243	307	-21	100%	100%

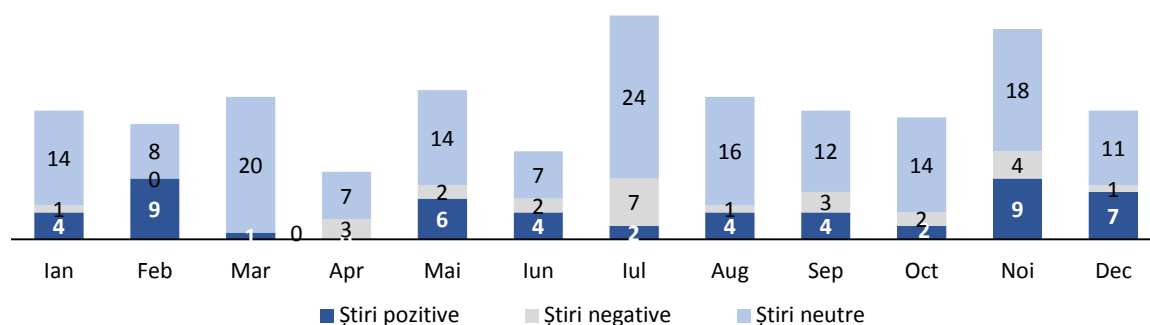
Tabel 50 - Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2017

Ponderea știrilor privind activitatea Transgaz-12 luni 2017



Grafic 66-Ponderea știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în anul 2017

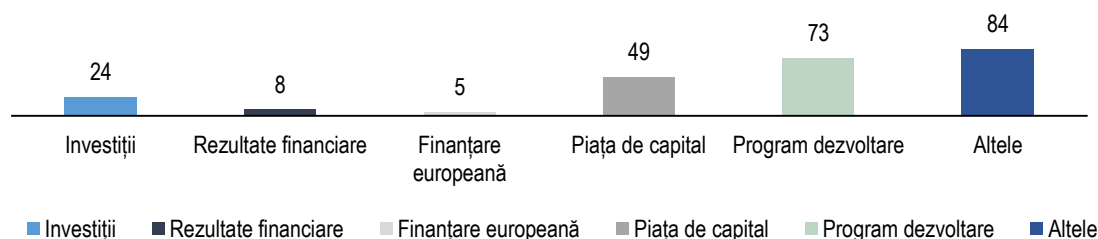
Distribuția pe luni în anul 2017, a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



Grafic 67-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în anul 2017

Distribuția totală în anul 2017 a referirilor apărute funcție de tema abordată, investiții, rezultate financiare, finanțare europeană, piața de capital, program de dezvoltare se prezintă astfel:

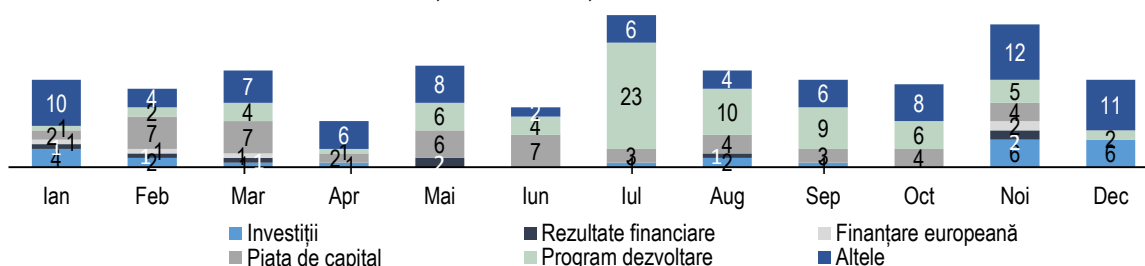
Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 31.12.2017



Grafic 68-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în anul 2017

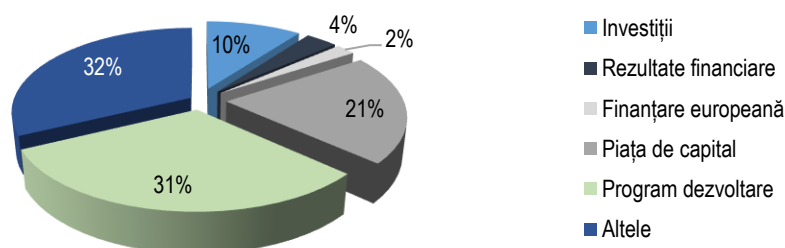
Distribuția pe luni în anul 2017, a referirilor apărute funcție de tema abordată se prezintă astfel:

Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată pe luni



Grafic 69-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în anul 2017

Pondere referirilor apărute în anul 2017 funcție de tema abordată se prezintă astfel:

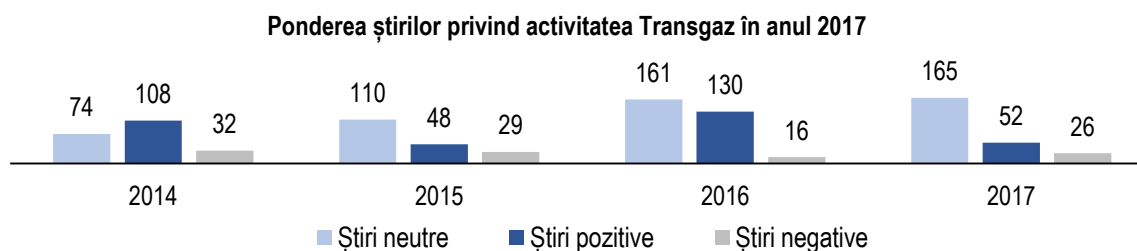


Grafic 70-Pondere referirilor funcție de tema abordată în 2017

Evoluția numărului știrilor privind activitatea Transgaz în perioada 2013-2017 este prezentată în tabelul următor:

	2013	2014	2015	2016	2017
Știri neutre	33	74	110	161	165
Știri pozitive	44	108	48	130	52
Știri negative	19	32	29	16	26
Total știri	96	214	187	307	243

Tabel 51 - Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în perioada 2013-2017



Grafic 71-Evoluția știrilor, pe categorii, în perioada 2013-2017

9. MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII

9.1 Consiliul de Administrație

Administratorii societății la 31.12.2017:

- **STERIAN ION** – administrator executiv - Director General;
- **VĂDUVA PETRU ION** – administrator neexecutiv;
- **ILIESCU BOGDAN-GEORGE** – administrator neexecutiv;
- **LĂPUȘAN REMUS GABRIEL** - administrator neexecutiv;
- **MINEA NICOLAE** - administrator neexecutiv.

În anul 2017, au avut loc următoarele modificări în componența Consiliului de Administrație:

Prin Hotărârea nr.1 din 27.04.2017 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor a fost aprobată reînnoirea mandatului următorilor administratori: Domnul Sterian Ion, Domnul Văduva Petru Ion și Iliescu Bogdan George precum și desemnarea acestora ca membrii ai Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA.

În ședința din data de 16.05.2017, Consiliul de Administrație al SNTGN TRANSGAZ SA a luat act de declarația de renunțare la calitatea de director general a domnului Văduva Petru Ion, și a numit în funcția de director general interimar pe domnul Sterian Ion, totodată a dispus modificarea Regulamentului Intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA în sensul rectificării componenței Comitetului consultativ de nominalizare și remunerare, astfel încât, începând cu data de 17.05.2017, acesta se constituie din următorii membrii:

- Domnul Văduva Petru Ion
- Domnul Cernov Radu Ștefan
- Domnul Iliescu Bogdan George

Prin Hotărârea nr.13 din 28.12.2017 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor a fost aprobată numirea domnilor Lăpușan Remus Gabriel și Minea Nicolae în calitate de administrator ai SNTGN Transgaz SA.

CV-urile administratorilor

CV-urile administratorilor societății se găsesc pe pagina de web a Transgaz www.transgaz.ro

Acorduri/înțelegeri sau legături de familie special

Potrivit informațiilor furnizate de administratori nu există acord de înțelegere sau legătură de familie între persoana respectivă și o altă persoană datorită căreia persoana respectivă a fost numită administrator.

Participarea administratorilor la capitalul Transgaz

Administratorii societății nu dețin acțiuni la capitalul social al companiei.

Litigii sau proceduri administrative

Nu au existat, în ultimii 5 ani, litigii sau proceduri administrative în care să fie implicate conducerea administrativă sau executivă.

9.2 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 ce dețin acțiuni Transgaz sunt prezentați mai jos:

Nume și prenume	Funcția	Număr acțiuni la 31.12.2017	Cota de participare (%)
Rusu Ioan	Director	2.508	0,021301
Lața Ilie	Director	46	0,000390
Tătaru Ion	Director	25	0,000212
Lupean Marius	Director	20	0,000169
Șai Alexandru	Director	10	0,000084
Comaniță Adela	Director	7	0,000059
Niță Viorel	Director	5	0,000042

Tabel 52- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2017

Conducerea executivă a societății este asigurată de următoarele persoane:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1	Sterian Ion	Director General	
2	Gheorghe Hațegan	Director General adjunct	
3	Târsac Grigore	Director General adjunct	
4	Marius Lupean	Director Economic	Departament Economic
5	Ghidu Elisabeta	Director	Departament Strategie și Management Corporativ
6	Stroia Marius	Director	Departament Operare
7	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare

8	Cosma Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
9	Leahu Mihai	Director	Departament Proiectare și Cercetare
10	Achim Viorel Ciprian	Director	Departament Calitate-Mediu, Protecție și Securitate
11	Alic Ciprian Octavian	Director	Departament Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale
12	Vârdol Florian	Director	Departamentul Juridic
13	Luca Bogdan Avram	Director	Departament Achiziții Sectoriale și Contractări
14	Gruia Daniel	Director	Departament Tehnologia Informației și Comunicații
15	Sârbu Ionel	Director	Departamentul Reglementări și Formalități Terenuri
16	Idu Olga	Director	Direcția Juridică Avizare și Contencios
17	Iancu Cristina Daniela	Director	Direcția Juridică Proiecte Speciale
18	Mateș Angela	Director	Direcția Organizare, Resurse Umane
19	Niculescu Oana	Director	Direcția Strategie Bugetară
20	Mareș Gabriela	Director	Direcția Reglementări și Licențe
21	Fodor Mihai Iuliu	Director	Direcția Buget Finanțe
22	Comănița Adela	Director	Direcția Contabilitate
23	Deac Sorin Gabriel	Director	Direcția Pregătire, Execuție Lucrări
24	Rău Ioan	Director	Direcția Comercială
25	Șai Alexandru	Director	Direcția Măsurare, Calitate Gaze Naturale
26	Bunea Florin	Director	Dispeceratul Național de Gaze Naturale
27	Banu Larisa	Director Adjunct	Direcția Operator Piață Gaze București
28	Barbu Viorel	Director	Direcția Reabilitare SNT
29	Pânzar Adela	Director	Direcția Achiziții Sectoriale
30	Petrescu Monica	Director	Direcția Achiziții Proiecte Speciale
31	Drusan Nicolae	Director	Direcția Protecție și Securitate
32	Drăghici Aurelian	Director	Direcția Analiză, Verificare și Avizare Proiecte
33	Muntean Aurel	Director adjunct	Direcția Măsurare, Calitate Gaze Naturale
34	Bolchiș Sorin	Director	Direcția Automatizări și SCADA
35	Tudor Adrian Ionuț	Director adjunct	Direcția Automatizări și SCADA
36	Moldovan Sebastian	Director adjunct	Direcția Automatizări și SCADA
37	Keszeg Sorin		UMP BRUA
38	Olteanu Mihai Antoniu	Manager Proiect	UMP Marea Neagră
39	Duțu Tudor Alexandru	Șef Reprezentanță	Reprezentanța Transgaz Chișinău
40	Ilie Lața	Director	Sucursala Mediaș
41	Rusu Ioan	Director	Exploatarea Teritorială Mediaș
42	Schmidt Hăineală Eduard	Director	Exploatarea Teritorială Bacău
43	Țandru Marcel	Director	Exploatarea Teritorială Cluj
44	Andrei Romeo	Director delegat	Exploatarea Teritorială Constanța
45	Niță Viorel	Director	Exploatarea Teritorială Craiova
46	Dumitru Nicușor	Director delegat	Exploatarea Teritorială Brăila
47	Cristoloveanu Gheorghe	Director	Exploatarea Teritorială Brașov
48	Gurgu Victorel	Director	Exploatarea Teritorială București
49	Alexandru Ionel	Director delegat	Exploatarea Teritorială Arad

Tabel 53-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA

10. 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 2017.

În baza următoarelor prevederi legale:

- Art. 111 alin (2) lit.(d); Art. 155 și Art. 186 din Legea nr.31/1990 a societăților, republicată cu modificările și completările ulterioare;
 - Art. 15 paragraf 3 lit.(h) din Actul Constitutiv al SNTGN Transgaz SA actualizat la 29.04.2016;
 - Art. 4.1 lit (h) din Contractul de Mandat al Administratorilor încheiat la 30.09.2013,
- administratorii societății supun aprobării Adunării Generale a Acționarilor, descărcarea de gestiune pentru activitatea desfășurată în anul 2017, 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:



Notă: Anexele 1-11 constituie parte integrantă din acest raport.

ION STERIAN – Administrator executiv - Director general

PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv

BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv

LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv

MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv

LISTĂ TABELE

TABEL 1-STRUCTURA ACȚIONARIATULUI LA 31.12.2017.....	8
TABEL 2- EVOLUȚIA PRINCIPALILOR INDICATORI ECONOMICO-FINANCIARI ÎN PERIOADA 2013-2017.....	11
TABEL 3- EVOLUȚIA INDICATORILOR DE PROFITABILITATE, LICHIDITATE, RISC ȘI GESTIUNE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	13
TABEL 4 – ESTIMĂRI ALE INDICATORILOR CHEIE DE PERFORMANȚĂ FINANCIARI PENTRU CALCULUL COMPONENTEI VARIABILE A REMUNERAȚIEI ÎN 2017.....	14
TABEL 5 – REALIZAREA INDICATORILOR CHEIE DE PERFORMANȚĂ NEFINANCIARI PENTRU CALCULUL COMPONENTEI VARIABILE A REMUNERAȚIEI ÎN ANUL 2017.....	19
TABEL 6-SITUAȚIA POZIȚIEI FINANCIARE A SOCIETĂȚII ÎN PERIOADA 2016-2017.....	45
TABEL 7-SITUAȚIA CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	49
TABEL 8- VENITURILE ACTIVITĂȚII DE EXPLOATARE-REALIZĂRI 2017 VS. REALIZĂRI 2016.....	50
TABEL 9- CHELTUIELILE ACTIVITĂȚII DE EXPLOATARE REALIZATE 2017 VS. 2016.....	51
TABEL 10 - SITUAȚIA FLUXURILOR DE TREZORERIE - 2017 VS. 2016.....	52
TABEL 11 - EVOLUȚIA VENITURILOR DIN TRANSPORTUL INTERN ȘI INTERNAȚIONAL AL GAZELOR NATURALE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	53
TABEL 12 - REZULTATELE FINANCIARE 2017 VS. 2016.....	55
TABEL 13 - CANTITATEA DE GAZE NATURALE FACTURATE 2017 VS. 2016.....	56
TABEL 14 - REZULTATE FINANCIARE 2017 VS. BUGET 2017.....	58
TABEL 15 - GRADUL DE REALIZARE AL INDICATORILOR STANDARD DE PERFORMANȚĂ LA 31 DECEMBRIE 2017.....	64
TABEL 16 – REALIZAREA INDICATORILOR DE PROFITABILITATE, LICHIDITATE, RISC ȘI GESTIUNE ÎN 2017 – 2021.....	65
TABEL 17 – VALOAREA INDICATORILOR CHEIE DE PERFORMANȚĂ FINANCIARI PENTRU CALCULUL COMPONENTEI VARIABILE A REMUNERAȚIEI ÎN ANUL 2017.....	66
TABEL 18 - IMPLEMENTAREA STANDARDDELOR LA 31.12.2017.....	69
TABEL 19-EVOLUȚIA NUMĂRULUI MEDIU DE ANGAJAȚI ÎN PERIOADA 2013-2017 APROBATĂ ÎN PLANUL DE MANAGEMENT.....	75
TABEL 20-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE ANGAJAȚI ÎN PERIOADA 2013-2017.....	75
TABEL 21-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE ANGAJAȚI ÎN ANUL 2017.....	76
TABEL 22 - LUCRĂRI TEHNICE PROGRAMATE/LUCRĂRI TEHNICE NORMATE ÎN ANUL 2017.....	77
TABEL 23 - TOTAL LUCRĂRI CRONOMETRATE ÎN ANUL 2017.....	77
TABEL 24 - EVOLUȚIA STRUCTURII PERSONALULUI PE CATEGORII DE STUDII ÎN PERIOADA 2013-2017.....	78
TABEL 25 - SITUAȚIA CURSURILOR DE CALIFICARE/PERFEȚIONARE PENTRU ANGAJAȚII SOCIETĂȚII ÎN ANUL 2017.....	79
TABEL 26 - SITUAȚIA CURSURILOR DE CALIFICARE/PERFEȚIONARE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	79
TABEL 27 - SITUAȚIA NUMĂRULUI DE PERSONAL CARE AU ABSOLVIT CURSURI DE CALIFICARE/PERFEȚIONARE.....	79
TABEL 28 - SITUAȚIA BUGETULUI DE SPONSORIZARE 2017 ȘI A SUMELOR BUGETATE/ACORDATE PÂNĂ LA 31.12.2017.....	81
TABEL 29- IMPLEMENTAREA STANDARDDELOR DE CONTROL INTERN MANAGERIAL AL SNTGN TRANSGAZ SA LA 31.12.2017.....	92
TABEL 30-MĂSURI STABILITE PENTRU IMPLEMENTAREA STANDARDDELOR PI.....	93
TABEL 31 – REALIZAREA INDICATORILOR CHEIE DE PERFORMANȚĂ NEFINANCIARI PENTRU CALCULUL COMPONENTEI VARIABILE A REMUNERAȚIEI ÎN PERIOADA 2017.....	102
TABEL 32-SITUAȚIA INDICATORILOR BURSIERI ÎN PERIOADA 2008-2017.....	126
TABEL 33-VALOAREA INDICATORILOR BURSIERI LA NIVELUL TRANSGAZ COMPARATIV CU COMPANII SIMILARE DIN EUROPA.....	126
TABEL 34 - PONDEREA PRINCIPALILOR UTILIZATORI AI SNT LA 31.12.2017.....	130
TABEL 35 - EVOLUȚIA CANTITĂȚILOR DE GAZE NATURALE VEHICULATE, TRANSPORTATE ȘI A CONSUMULUI TEHNOLOGIC ÎN PERIOADA 2013-2017.....	131
TABEL 36 - CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE CU TITLU DE CONSUM TEHNOLOGIC REALIZATE VS. PROGRAMATE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	132
TABEL 37 - CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE VEHICULATE ÎN SNT ÎN ANUL 2017 FAȚĂ DE CELE PROGRAMATE.....	133
TABEL 38-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE TRANSPORTATE LA CONSUMATORI DIRECTI ȘI DISTRIBUȚII PRIN SNT.....	134
TABEL 39 - CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE DESTINATE ÎNMAGAZINĂRII ÎN ANUL 2017 - REALIZĂRI VS. PROGRAM.....	134

TABEL 40 -PRINCIPALELE COMPONENTE ALE SNT LA 31.12.2017	138
TABEL 41 - PRINCIPALELE COMPONENTE ALE SNT LA 31.12.2017, DIN PERSPECTIVA DURATEI DE FUNCȚIONARE	139
TABEL 42 - SITUAȚIA REALIZĂRILOR PMDI ÎN ANUL 2017	142
TABEL 43 - REALIZAREA PROGRAMULUI DE INVESTIȚII ÎN ANUL 2017	143
TABEL 44 - EVOLUȚIA REALIZĂRILOR PRRASM ÎN ANUL 2017	145
TABEL 45-REALIZAREA PROGRAMULUI REPARAȚII, REABILITARE ȘI ASIGURAREA MENTENANȚEI SNT ÎN ANUL 2017	145
TABEL 46 - SITUAȚIA CONTRACTELOR ÎNCHEIATE PRIN PROCEDURI DE ACHIZIȚIE ÎN ANUL 2017	152
TABEL 47 - SITUAȚIA CONTRACTELOR ÎNCHEIATE PRIN ACHIZIȚII DIRECTE ÎN PERIOADA 04.01-31.12.2017	154
TABEL 48-SITUAȚIA CONTRACTELOR ÎNCHEIATE PENTRU DERULAREA PROIECTULUI BRUA ÎN PERIOADA 04.01.2017-31.12.2017.....	155
TABEL 49-RECOMANDĂRILE FORMULATE DE CĂTRE STRUCTURA DE AUDIT INTERN ÎN ANUL 2017	176
TABEL 50 - MONITORIZAREA INFOGRAFICĂ A ȘTIRILOR PRIVIND ACTIVITATEA TRANSGAZ ÎN ANUL 2017	182
TABEL 51 - MONITORIZAREA INFOGRAFICĂ A ȘTIRILOR PRIVIND ACTIVITATEA TRANSGAZ ÎN PERIOADA 2013-2017	184
TABEL 52- MEMBRII CONDUCERII EXECUTIVE A TRANSGAZ, CARE DEȚIN ACȚIUNI LA COMPANIE LA DATA DE 31.12.2017	185
TABEL 53-CONDUCEREA EXECUTIVĂ A SNTGN TRANSGAZ SA	186

LISTĂ GRAFICE

GRAFIC 1-STRUCTURA ACȚIONARIATULUI TRANSGAZ LA 31.12.2017.....	8
GRAFIC 2- EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE ACȚIONARI AI TRANSGAZ DE LA LISTARE ȘI PÂNĂ LA 31.12.2017	8
GRAFIC 3-CIFRA DE AFACERI 2013–2017 (MII LEI)	11
GRAFIC 4-PROFITUL NET 2013–2017 (MII LEI)	11
GRAFIC 5-EVOLUȚIA VENITURILOR, CHELTUIELILOR ȘI PROFITULUI DIN EXPLOATARE	12
GRAFIC 6-EVOLUȚIA PRINCIPALILOR INDICATORI ECONOMICO-FINANCIARI ÎN PERIOADA 2013–2017	12
GRAFIC 7-EVOLUȚIA CHELTUIELILOR DE INVESTIȚII ȘI REABILITARE ÎN PERIOADA 2013–2017 (MII LEI)	12
GRAFIC 8-EVOLUȚIA INDICATORILOR DE PROFITABILITATE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	13
GRAFIC 9-EVOLUȚIA INDICATORILOR DE LICHIDITATE ÎN PERIOADA 2013-2017	14
GRAFIC 10-EVOLUȚIA INDICATORILOR DE RISC ÎN PERIOADA 2013–2017	14
GRAFIC 11-STRUCTURA VENITURILOR DIN EXPLOATARE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	53
GRAFIC 12-PONDEREA ACTIVITĂȚILOR ÎN TOTALUL VENITURILOR DIN EXPLOATARE ÎN PERIOADA 2013-2017... ..	54
GRAFIC 13 - REZULTATE FINANCIARE 2017 VS. 2016 (MII LEI).....	55
GRAFIC 14- REZULTATE FINANCIARE 2017 VS. 2016 (%)	55
GRAFIC 15 – REALIZAT VS. BUGET 2017 (MII LEI)	58
GRAFIC 16– REALIZAT VS. BUGET 2017 (%)	58
GRAFIC 20-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE ANGAJAȚI ÎN PERIOADA 2013-2017 APROBAT VS REALIZAT	75
GRAFIC 21-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE ANGAJAȚI ÎN ANUL 2017 VS. 2016	76
GRAFIC 22-EVOLUȚIA STRUCTURII PERSONALULUI PE CATEGORII DE STUDII ÎN PERIOADA 2013-2017	78
GRAFIC 23-SITUAȚIA BUGETULUI DE SPONSORIZARE PE ANUL 2017 ȘI A SUMELOR BUGETATE/ACORDATE PÂNĂ LA 31.12.2017.....	82
GRAFIC 24-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE CONTRACTE DE SPONSORIZARE ÎNCHEIATE ÎN PERIOADA 2013-2017	83
GRAFIC 25-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE AJUTOARE FINANCIARE ACORDATE ÎN PERIOADA 2013-2017	83
GRAFIC 26-EVOLUȚIA GARDULUI DE IMPLEMENTARE AL SC/IM	91
GRAFIC 27-PONDEREA STANDARDELOR IMPLEMENTATE LA 31.12.2017.....	92
GRAFIC 28-PREȚUL DE ÎNCHIDERE TGN ÎN PERIOADA 01.01.2017–31.12.2017 VS. 01.01.2016–31.12.2016.....	124
GRAFIC 29-VOLUM TRANZACȚII TGN ÎN PERIOADA 01.01.2017–31.12.2017 VS. 01.01.2016–31.12.2016.....	125
GRAFIC 30-VALOARE TRANZACȚII TGN–MIL LEI ÎN PERIOADA 01.01.2017–31.12.2017 VS. 01.01.2016–31.12.2016	125
GRAFIC 31-PONDEREA PRINCIPALILOR UTILIZATORI AI SNT ÎN PERIOADA 01.01- 31.12.2017.....	131
GRAFIC 32-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE VEHICULATE, TRANSPORTATE ȘI CONSUMUL TEHNOLOGIC	132
GRAFIC 33-EVOLUȚIA CANTITĂȚILOR DE GAZE NATURALE VEHICULATE ȘI TRANSPORTATE ȘI A CONSUMULUI TEHNOLOGIC	132
GRAFIC 34-EVOLUȚIA PONDERII CONSUMULUI TEHNOLOGIC ÎN TOTAL GAZE VEHICULATE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	132
GRAFIC 35-NIVELUL CONSUMULUI TEHNOLOGIC TOTAL REALIZAT VS. TOTAL PROGRAMAT 2017.....	132

GRAFIC 36-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE VEHICULATE ÎN SNT (MIL.MC) ÎN ANUL 2017, PE SURSE DE PROVENIENȚĂ.....	133
GRAFIC 37-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE VEHICULATE ÎN SNT (MIL.MC)–REALIZAT 2017 VS. PROGRAMAT 2017.....	133
GRAFIC 38-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE VEHICULATE ÎN SNT (MIL MC), PE SURSE DE PROVENIENȚĂ, ÎN ANUL 2017	133
GRAFIC 39-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE TRANSPORTATE LA CONSUMATORI DIRECTI ȘI DISTRIBUȚI ÎN SNT	134
GRAFIC 40-CANTITĂȚILE DE GAZE NATURALE DESTINATE ÎNMAGAZINĂRII ÎN ANUL 2017-REALIZĂRI VS. PROGRAM (MII MC).....	134
GRAFIC 41-CANTITATEA TOTALĂ DE GAZE NATURALE DESTINATE ÎNMAGAZINĂRII ÎN ANUL 2017-REALIZĂRI VS. PROGRAM (MII MC).....	135
GRAFIC 42-EVOLUȚIA PONDERII CONSUMULUI TEHNOLOGIC ÎN TOTAL GAZE NATURALE VEHICULATE ÎN PERIOADA 2013-2017.....	135
GRAFIC 43-PONDEREA CONSUMULUI TEHNOLOGIC ÎN TOTAL GAZE NATURALE VEHICULATE-2017	135
GRAFIC 44-PONDEREA CONSUMULUI TEHNOLOGIC ÎN TOTAL GAZE NATURALE VEHICULATE-2016	136
GRAFIC 45-EVOLUȚIA INVESTIȚIILOR ÎN ANUL 2017 PE CATEGORII	142
GRAFIC 46-REALIZĂRI PMDI 2017 VS. PROGRAM PMDI 2017	144
GRAFIC 47-REALIZĂRI VS. PROGRAM PMDI PE CAPITOL-2017	144
GRAFIC 48-EVOLUȚIA REPARAȚIILOR ÎN ANUL 2017 PE CATEGORII	145
GRAFIC 49-REALIZĂRI PRRASM VS PROGRAM PRRASM–2017.....	146
GRAFIC 50-REALIZĂRI VS PROGRAM PRRASM PE CAPITOL–2017	146
GRAFIC 51-EVOLUȚIA NUMĂRULUI LUCRĂRILOR DE PROIECTARE ABORDATE ȘI AVIZATE ÎN CTE TRANSGAZ ÎN PERIOADA 2013-2017.....	149
GRAFIC 52-REALIZĂRI PROGRAM DE PROIECTARE ȘI CERCETARE 2017	149
GRAFIC 53-GRAD DE REALIZARE A PROGRAMELOR DE PROIECTARE ȘI CERCETARE 2017	149
GRAFIC 54-SITUAȚIA PROCEDURILOR DE ACHIZIȚII-2017	152
GRAFIC 55-SITUAȚIA ACHIZIȚIILOR DIRECTE LA 31.12.2017	153
GRAFIC 56-SITUAȚIA PROCEDURILOR PAAS PENTRU BRUA-FAZA 1 LA 31.12.2017	155
GRAFIC 57-EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE CAUZE DUPA SOLUȚII ÎN PERIOADA 2013–2017.....	156
GRAFIC 58-EVOUȚIA NUMĂRULUI DE LITIGII ÎN PERIOADA 2013–2017	156
GRAFIC 59-STRUCTURA ȘI NUMĂRUL CAUZELOR LITIGIOASE ÎN CARE A FOST IMPLICATĂ SOCIETATEA ÎN ANUL 2017.....	157
GRAFIC 60-STADIUL RECOMANDĂRILOR-2017	176
GRAFIC 61-GARDUL DE IMPLEMENTARE A RECOMANDĂRILOR MONITORIZATE ÎN 2017.....	177
GRAFIC 62-SITUAȚIA DOCUMENTAȚIILOR ANALIZATE ÎN CTE PE TRIMESTRE 2017	178
GRAFIC 63-SITUAȚIA AVIZELOR CTE EMISE ÎN 2017 PE TRIMESTRE.....	179
GRAFIC 64-GRADUL DE AVIZARE ÎN CTE A DOCUMENTAȚIILOR–2017	179
GRAFIC 65-NR. OBSERVAȚII FORMULATE DE CĂTRE DAVAP PENTRU DOCUMENTAȚII POSTATE ÎN 2017	179
GRAFIC 66-NR. OBSERVAȚII FORMULATE DE CĂTRE GST PENTRU DOCUMENTAȚII POSTATE ÎN 2017.....	180
GRAFIC 67-SITUAȚIA DOCUMENTAȚIILOR PREZENTATE ÎN CTE ÎN PERIOADA 2013-2017	180
GRAFIC 68-GRADUL DE AVIZARE ÎN PERIOADA 2013-2017	181
GRAFIC 69-PONDEREA ȘTIRILOR POZITIVE, NEUTRE, NEGATIVE PRIVIND ACTIVITATEA TRANSGAZ ÎN ANUL 2017	182
GRAFIC 70-DISTRIBUȚIA ȘTIRILOR POZITIVE, NEUTRE, NEGATIVE PRIVIND ACTIVITATEA TRANSGAZ ÎN ANUL 2017.....	183
GRAFIC 71-MONITORIZAREA ȘTIRILOR FUNCȚIE DE TEMA ABORDATĂ ÎN ANUL 2017	183
GRAFIC 72-MONITORIZAREA LUNARĂ A ȘTIRILOR FUNCȚIE DE TEMA ABORDATĂ ÎN ANUL 2017	183
GRAFIC 73-PONDEREA ȘTIRILOR FUNCȚIE DE TEMA ABORDATĂ ÎN 2017	183
GRAFIC 74-EVOLUȚIA ȘTIRILOR, PE CATEGORII, ÎN PERIOADA 2013–2017	184

LISTĂ FIGURI

FIG. 1-HARTA PROIECTELOR MAJORE DIN SNT	21
FIG. 2-CORIDORUL BRUA	22
FIG. 3-CORIDORUL SUDIC MAREA NEAGRĂ – PODIȘOR	27
FIG. 4-INTERCONECTARE SNT CU TRANZIT I LA ISACCEA.....	29
FIG. 5-DEZVOLTARI ALE SNT IN ZONA DE NORD-EST A ROMANIEI.....	32
FIG. 6-DEZVOLTARE BRUA FAZA 3.....	34
FIG. 7-DEZVOLTĂRI ALE SNT LA MAREA NEAGRĂ.....	36
FIG. 8-INTERCONECTAREA SNT CU SERBIA PE DIRECȚIA ARAD-MOKRIN	38
FIG. 9-MODERNIZARE SMG ISACCEA 1 ȘI NEGRU VODA 1.....	40
FIG. 10-INDICATORI DE PERFORMANȚĂ	64
FIG. 11-STRUCTURA ORGANIZATORICĂ A SISTEMULUI DE CONTROL INTERN/MANAGERIAL DIN CADRUL SNTGN TRANSGAZ SA.....	87
FIG. 12- CONDUCTELE DE TRANSPORT INTERNAȚIONAL GAZE NATURALE	136
FIG. 13-HARTA SISTEMULUI NATIONAL DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE	139
FIG. 14-PUNCTELE DE INTERCONECTARE TRANSFRONTALIERĂ ALE SNT	141