

SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA

# RAPORTUL ADMINISTRATORILOR consolidat

- 2018 -



## CUPRINS

<b>MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACŢIONARI, INVESTITORI .....</b>	<b>2</b>
<b>1. DATE GENERALE DESPRE EMITENT .....</b>	<b>4</b>
1.1 Date de identificare raport şi emitent.....	4
1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaţionale .....	4
1.3 Acţionarizat .....	5
1.4 Organizare.....	6
1.5 Vestmoldtransgaz .....	8
<b>2. SUMAR EXECUTIV.....</b>	<b>10</b>
2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare consolidate .....	10
2.2 Indicatori cheie de performanţă financiari şi nefinanciari (KPI) .....	14
<b>3. STRATEGIA DE DEZVOLTARE .....</b>	<b>18</b>
3.1 Proiecte strategice .....	18
3.2. Accesare Fonduri Europene .....	57
3.3 Cooperare Internaţională .....	59
3.4. Acorduri de Interconectare .....	67
3.5. Rehnologizare şi automatizare - SCADA.....	67
3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparaţii, reabilitare şi asigurare a mentenanţei SNT.....	69
3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT.....	69
3.6.2. Activitatea de operare .....	74
3.6.3. Politica de investiţii .....	76
3.6.4 Politica privind mentenanţa SNT .....	79
3.7 Controlul achiziţiilor .....	89
<b>4. RAPORTARE FINANCIARĂ CONSOLIDATĂ .....</b>	<b>94</b>
4.1 Poziţia financiară consolidată .....	94
4.2 Rezultatul global .....	98
4.3 Situaţia fluxurilor de trezorerie.....	99
4.4 Analiza factorială a activităţii .....	101
4.5 Evaluarea activităţii privind managementul riscului financiar .....	106
4.6 Indicatori de performanţă economico-financiară în perioada 2017-2021 .....	111
<b>5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ CONSOLIDATĂ .....</b>	<b>113</b>
5.1 Declaraţia nefinanciară .....	113
5.2 Management responsabil şi strategii sustenabile .....	114
5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate şi Securitate Ocupaţională .....	114
5.2.2 Protecţia mediului .....	115
5.2.3 Resurse Umane .....	120
5.2.4 Social şi responsabilitate corporativă .....	125
5.2.5 Etică şi integritate .....	128
5.2.6 Politica de conformitate .....	130
5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial.....	132
5.2.8 Managementul Riscului .....	140
5.2.9 Comunicare .....	146
5.2.10 Indicatori cheie de performanţă nefinanciari .....	149
<b>6. GUVERNANŢA CORPORATIVĂ.....</b>	<b>153</b>
6.1 Declaraţia de Guvernanţă Corporativă .....	154
6.2 Activitatea piaţa de capital .....	181
6.3 Politica cu privire la dividend .....	186
6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative .....	187
<b>7.MANAGEMENTUL SOCIETĂŢII .....</b>	<b>188</b>
7.1 Obiective strategice privind administrarea SNTGN TRANSGAZ SA în perioada 2017-2021 .....	188
7.2 Managementul executiv.....	189
<b>8. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR.....</b>	<b>192</b>

## MESAJUL ADMINISTRATORILOR CĂTRE ACȚIONARI, INVESTITORI

Stimați acționari,  
Stimați investitori,

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

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

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

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

*În contextul profilării a noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale, respectiv, **gazele naturale din regiunea Mării Caspice și cele descoperite în Marea Neagră**, investițiile propuse de Transgaz în **Planul de dezvoltare al sistemului național de transport (SNT) gaze naturale pentru perioada 2018-2027, aprobat prin decizia ANRE nr.1954/14.12.2018**, reprezintă investiții strategice pentru securitatea energetică și dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale din România și conformitatea acesteia cu cerințele reglementărilor europene în domeniu.*

Responsabilizând importanța TRANSGAZ atât ca motor al activităților din economia națională cât și ca vector de creștere economică a țării, prin rolul său în dezvoltarea sectorului energetic și transformarea României într-o putere energetică a Europei, administratorii companiei și-au asumat continuarea demarării și implementării unuia dintre cele mai mari și importante programe de dezvoltare a infrastructurii de transport gaze naturale din România în ultimii 20 de ani, un program cu proiecte de investiții **estimate la 1,9 miliarde euro**.

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

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

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

Respectând principiile 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 2018

**Data raportului:** 12 aprilie 2019

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

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

**Cod de înregistrare fiscală:** RO13068733

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

**Capital social subscris și vărsat:** 117.738.440 lei

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

### 1.2 Misiune, Viziune, Valori Organizaționale

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

#### Misiunea

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

**Misiunea SNTGN Transgaz SA** constă în:

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

#### Viziunea

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

### Viziunea ca mesaj către comunitate

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

### Viziunea ca mesaj către acționari

Societate performantă orientată spre creșterea continuă a plusvalorii pentru acționari.

### Viziunea ca mesaj către salariați

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

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

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

### Punctele forte ale SNTGN Transgaz SA

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

## 1.3 Acționariat

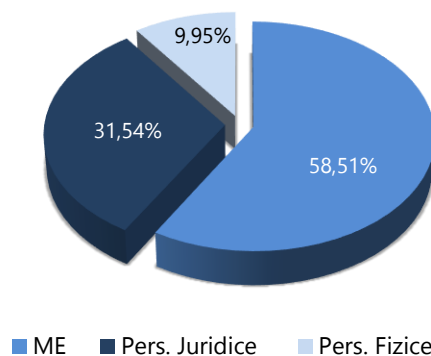
Urmare a OUG nr. 1/04.01.2017 pentru stabilirea unor măsuri în domeniul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerului Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Astfel, la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

La data de 31.12.2018 structura acționariatului SNTGN Transgaz SA a fost următoarea:

Denumire acționar	Număr acțiuni	Procent %
Statul Român reprezentat de Ministerul Economiei (ME)	6.888.840	58,5097
Free float - Alți acționari (pers. fizice și juridice), din care	4.885.004	41,4903
✓ persoane fizice	1.171.039	9,9461
✓ persoane juridice	3.713.965	31,5442
<b>Total</b>	<b>11.773.844</b>	<b>100,00</b>

*Table 1-Structura Acționariatului la 31.12.2018*

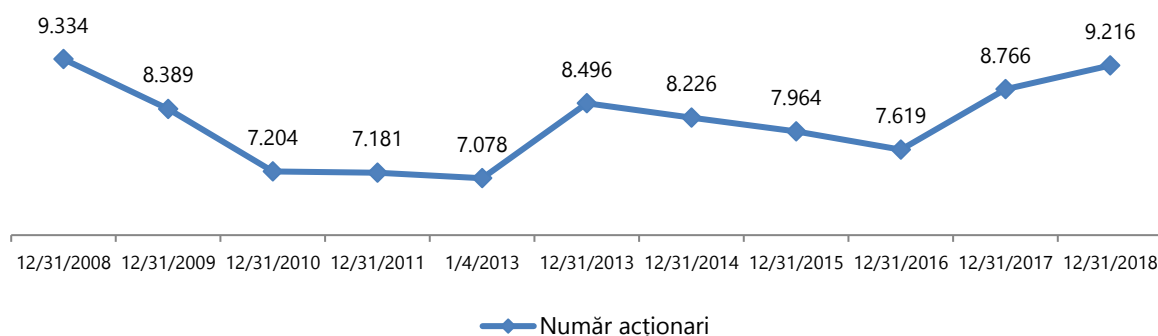




**Grafic 1-** Structura Acționariatului Transgaz la 31.12..2018

Capitalul social al Transgaz la data de 31 decembrie 2018, în valoare de 117.738.440 lei, este împărțit în 11.773.844 acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea nominală de 10 lei.

În ceea ce privește numărul de acționari, conform registrului acționarilor Transgaz la data de referință de 31.12.2018 erau înregistrați un număr de 9.216 acționari TGN, cu 450 de acționari mai mult față de data de 31.12.2017.



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

## 1.4 Organizare

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

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

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

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

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

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

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

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

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



## 1.5 Vestmoldtransgaz

La data de 28 decembrie 2017, SNTGN Transgaz SA Medias a constituit Societatea cu Răspundere Limitată EUROTRANSGAZ SRL Chișinău (EUROTRANSGAZ S.R.L.), în Republica Moldova. În relația cu EUROTRANSGAZ S.R.L., SNTGN Transgaz SA Mediaș este asociat unic, în baza Hotărârii A.G.E.A nr.10/12 decembrie 2017, privind înființarea acestei societăți.

Conform **Statutului societății cu răspundere limitată EUROTRANSGAZ SRL**, obiectul principal de activitate constă în:

- producerea gazelor naturale; transportul gazelor naturale; distribuția gazelor naturale; stocarea gazelor naturale; furnizarea gazelor naturale;
- transporturi prin conducte;
- depozitări;
- activități de consultantă pentru afaceri și management.

În luna martie 2018 a fost semnat contractul de privatizare a VESTMOLDTRANSGAZ cu Eurotransgaz SRL, care a depus o ofertă angajantă pentru achiziția integrală a VESTMOLDTRANSGAZ.

SNTGN Transgaz SA este prima companie românească, cu capital majoritar de stat care se extinde în regiune.

Societatea cu răspundere limitată „EUROTRANSGAZ”, care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația Republicii Moldova, numărul de înregistrare de stat - cod fiscal 1017600052071, și are sediul situat la adresa: bd. Ștefan cel Mare și Sfânt, 180, ap. 506, MD-2004, Chișinău, Republica Moldova, a decis a constitui, prin reorganizare, **societatea cu răspundere limitată „VESTMOLDTRANSGAZ” (VMTG)**.

Conform **Planului de afaceri pentru perioada 2019-2021 viziunea** societății **VESTMOLDTRANSGAZ** este de a deveni principalul operator de transport gaze naturale din Republica Moldova, iar **misiunea** societății este asigurarea securității alimentării cu gaze naturale în regiune prin reducerea dependenței de un singur furnizor de gaze naturale și creșterea eficienței energetice a țării, atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei non casnici prin extinderea conductei de interconectare a Republicii Moldova cu România, pe direcția Chișinău.

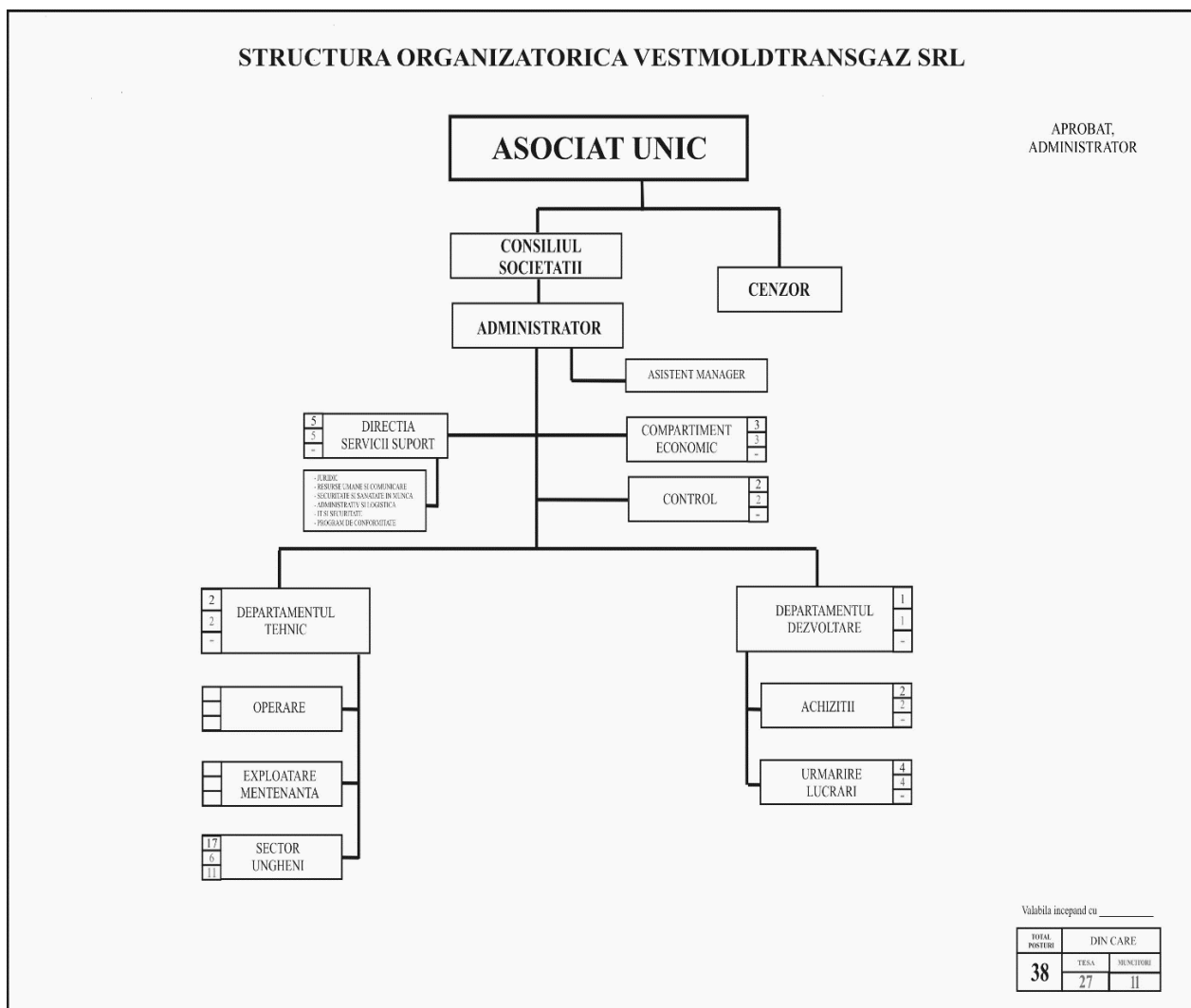
Principalele obiective ale Vestmoldtransgaz (VMTG), pentru următorii 3 ani sunt:

- construcția rețelei de transport Ungheni – Chișinău, a două stații de predare a gazelor naturale amplasate în municipiul Chișinău și a unei stații de predare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni, localitatea Semeni;
- dotarea cu mobilier și tehnică de birou necesară pentru Centrul de dispecerat și dirijare la SP Ghidighici;
- dotarea cu mașini, mecanisme/echipamente și utilaje specializate,

și în perspectivă:

- construcția rețelei de transport gaze naturale cu DN 500 pe segmentul Ungheni – Bălți, cu conectarea în rețeaua de transport din Nordul Republicii „Ananiev-Cernăuți-Bogorodicieni”;
- construcția stației de Comprimare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni.

**Organigrama societății VESTMOLDTRANSGAZ SRL :**



## 2. SUMAR EXECUTIV

### 2.1 Indicatori ai rezultatelor economico-financiare consolidate

Activitatea economico-financiară a SNTGN Transgaz SA în anul 2018 s-a desfășurat în baza indicatorilor cuprinși în bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGOA nr. 2/06.03.2018.

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

Nr. crt.	Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	U.M.	Coeficient de ponderare	Realizat	
					2018	2017 - retratat
1.	<b>Investiții puse în funcțiune</b>	Realizarea nivelului programat	mii lei	0,15	113.334	54.286
2.	<b>EBITDA</b>	Creșterea EBITDA	mii lei	0,15	746.134	849.097
3.	<b>Productivitatea muncii</b>	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/ nr.mediu de personal);	lei/ pers.	0,15	404.339	393.890
4.	<b>Plăți restante</b>	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	mii lei	0,15	0	0
5.	<b>Creanțe restante</b>	Reducerea volumului de creanțe restante (în prețuri curente)	mii lei	0,1	315.637	307.210
6.	<b>Consumul tehnologic</b>	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	%	0,15	69,81%	90%
7.	<b>Cheltuieli de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare</b>	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1.000 lei venituri din exploatare	lei	0,15	654	614

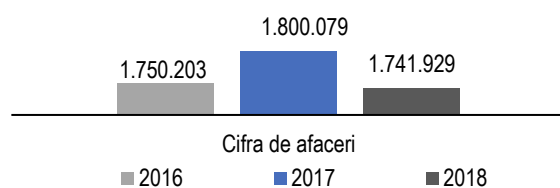
**Tabel 2 – Evoluția indicatorilor standard de performanță în 2018 vs 2017**

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

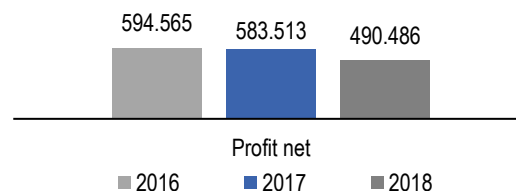
Nr. crt.	Indicator	Realizări la 31 decembrie (mii lei)			Dinamica (%)
		2016	2017	2018	
0	1	2	3	4	$5=4/3*100$
1.	Cifra de afaceri	1.750.203	1.800.079	1.741.890	96,77
2.	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.815.385	1.719.993	1.608.398	93,51
3.	Venituri din activitatea de echilibrare	57.404	120.686	235.427	195,07
4.	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	118.504	63.950	405.794	634,55
5.	Venituri financiare	32.231	190.548	48.634	25,52
6.	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.125.268	1.055.371	1.052.177	99,70
7.	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	56.093	120.686	235.427	195,07
8.	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	118.504	63.950	405.794	634,55
9.	Cheltuieli financiare	9.683	150.228	26.973	17,95
10.	Profit brut	713.975	704.942	577.882	81,98
11.	Impozit pe profit	125.079	125.305	98.132	78,31
12.	Venituri din impozitul pe profit amânat	5.669	3.876	10.736	276,99
13.	Profit net	594.565	583.513	490.486	84,06
14.	Rezultatul global total aferent perioadei	593.539	601.338	487.868	81,13
15.	Gaze transportate*	12.074.677	12.869.908	12.975.921	100,82
16.	Cheltuieli de investiții	140.179	95.599	422.783	442,25
17.	Cheltuieli de reabilitare	16.546	13.954	21.645	155,12
18.	Consum tehnologic	84.406	73.831	70.003	94,81
19.	Consum tehnologic mii mc	108.874	95.243	81.034	85,08

\*) cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

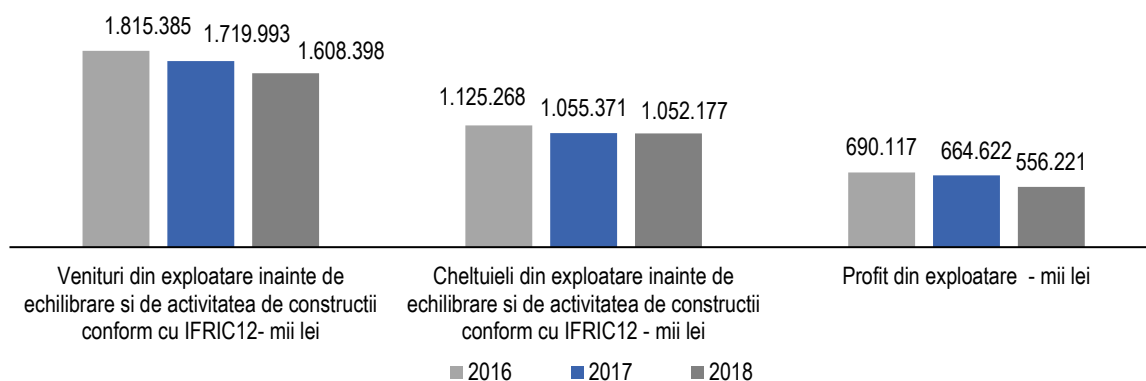
**Tabel 3-** Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în perioada 2016-2018



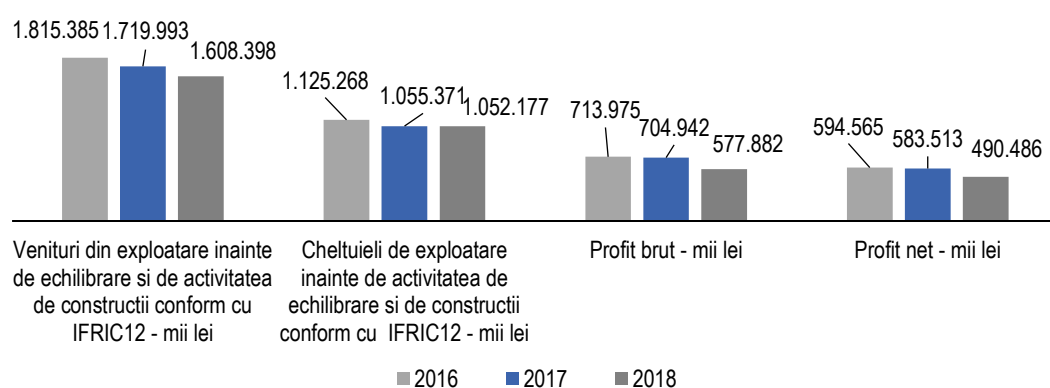
**Grafic 3** -Cifra de afaceri 2016-2018 (mii lei)



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



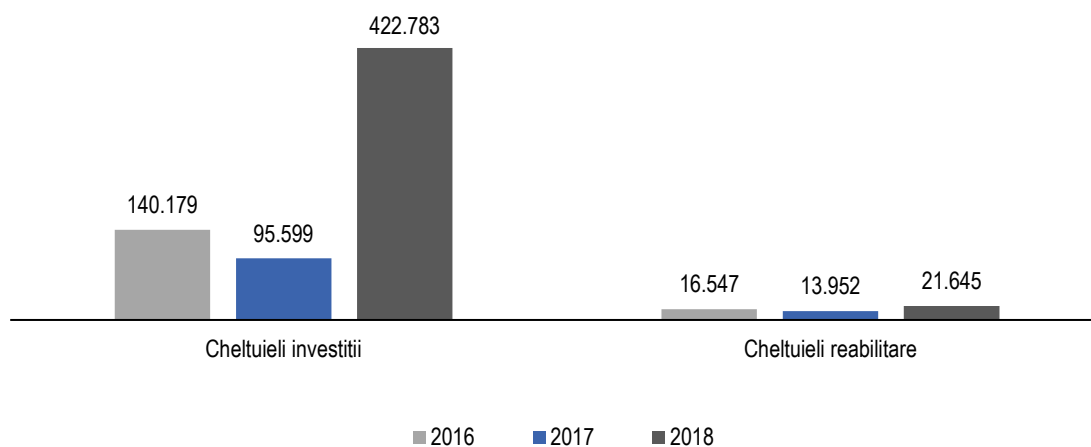
**Grafic 5-** Evoluția veniturilor, cheltuielilor și profitului din exploatare, înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12 în perioada 2016-2018



**Grafic 6-** Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în perioada 2016-2018

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

La data de 31 decembrie 2018, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 711.318 mii lei, din care 77,94% reprezentau disponibilități denumite în valută, majoritatea în EURO.

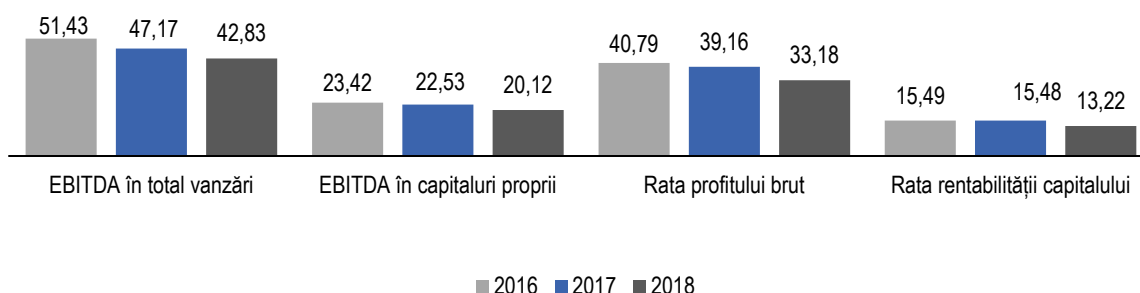


**Grafic 7-** Evoluția cheltuielilor de investiții și reabilitare în perioada 2016–2018 (mii lei)

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

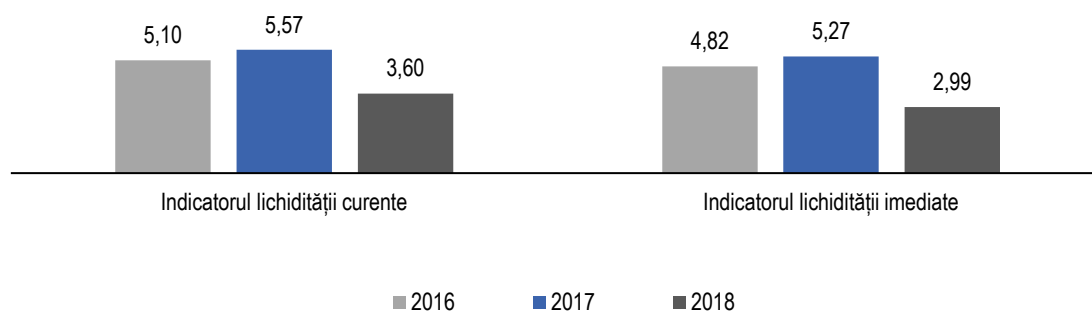
Nr. crt.	Indicatori	Formula de calcul	2016	2017	2018
<b>1.</b>	<b>Indicatori de profitabilitate</b>				
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	51,35%	47,17%	42,83%
		Cifra de afaceri			
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	23,42%	22,53%	20,12%
		Capitaluri proprii			
	Rata profitului brut	Profitul brut	40,79%	39,16%	33,18%
		Cifra de afaceri			
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	15,49%	15,48%	13,22%
		Capitaluri proprii			
<b>2.</b>	<b>Indicatori de lichiditate</b>				
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	5,10	5,57	3,60
		Datorii pe termen scurt			
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	4,82	5,27	2,99
		Datorii pe termen scurt			
<b>3.</b>	<b>Indicatori de risc</b>				
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	0,00%	1,85%	6,29%
		Capitaluri proprii			
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	X	8.932,75	220,69
		Cheltuieli cu dobândă			
<b>4.</b>	<b>Indicatori de gestiune</b>				
	Viteza de rotație a debitelor- clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	125,88	142,85	141,49
		Cifra de afaceri			
	Viteza de rotație a creditelor- furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	17,64	19,43	35,55
		Cifra de afaceri			

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



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





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

## 2.2 Indicatori cheie de performanță financiari și nefinanciari (KPI)

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

Nr crt.	Indicator	Obiectiv	2018		Grad de realizare
			Bugetat	Realizat	
1.	<b>Plăți restante</b>	Menținerea plăților restante la nivel zero.	0	0	100%
2.	<b>Cheltuieli de exploatare</b> (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli) (mii lei)	Menținerea nivelului cheltuielilor de exploatare la nivelul asumat în Planul de administrare.	1.002.101	829.116	121%
3.	<b>Rata lichidității curente "Testul acid"</b>	Rata lichidității curente (testul acid) să înregistreze valori anuale peste 1.	1,39	2,99	215%
4.	<b>Rata de îndatorare netă</b>	Menținerea unui nivel al ratei de îndatorare netă sub limitele stabilite pentru obținerea finanțării bancare, respectiv: 3-2017; 3-2018; 5,5-2019; 5,5-2020; 4-2021	3,00	0,31	960%
5.	<b>EBITDA</b> (mii lei)	Realizarea țintei de EBITDA asumate în Planul de administrare.	458.599	746.134	163%

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

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

Nr. crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2018		Grad ul de reali zare
				Planificat	Realizat	
<b>Operaționali</b>						
6	<b>Monitorizare Strategie de investiții și implementare</b>	<b>Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani</b> <i>l = (acțiuni realizate + demarate) / acțiuni propuse</i> <b>1.Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).</b>	6.1	Obținerea deciziei exhaustive (în conformitate cu prevederile din Regulamentul UE nr 347/2013)	<b>Realizat</b> (martie 2018)	100%
7	<b>Creșterea eficienței energetice</b>	Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	< 1	0,62	161,3%
<b>Orientați către servicii publice</b>						
8	<b>Indicatori de performanță ai serviciului de transport gaze naturale</b>	Realizarea țintelor prevăzute în Standardul de performanță pentru serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale (ordinul ANRE 161/26.11.2015 intrat în vigoare la 1 octombrie 2016)	8.1	$IP_0^1 \geq 90\%$	98,43%	100%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	100%	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	99,53%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	-	
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	-	
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%	
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	-	
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%	
			8.10	$IP_3^2 \geq 95\%$	100%	
			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	-	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	100%	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	-	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	99,7%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	92,04%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	-	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	

Guvernanță Corporativă						
9	<b>Implementarea sistemului de control intern/managerial</b>	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 600/2018*100	9.1	94%	<b>Realizat</b> Adresa nr DSMC/4786/25.01.2019	100%
10	<b>Satisfacția clienților</b>	Realizarea țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)	10.1	7,8	<b>Realizat</b> Adresa nr.SMC 9610/15.02.2019	100%
11	<b>Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului</b>	Realizarea țintelor prevăzute în Planul de administrare privind implementarea cerințelor Standardului 8 din Ordinului SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.	11.1	Elaborarea strategiei privind managementul riscului	<b>Realizat</b> Strategia de Managementul Riscului este înregistrată cu nr. DSMC/39870, 06.08.2018 și aprobată prin HCA 41/2018	100%
			11.2	Elaborarea procedurii de sistem Managementul Riscului	<b>Realizat</b> Procedura de Sistem "Managementul Riscului" PS 05 SMI este aprobată și difuzată prin publicarea în baza de date "Zonapublică"	
			11.3	Elaborarea procedurii de desfășurare a activității EGR	<b>Realizat</b> Ca urmare a analizei de impact a intrării în vigoare a Ordinului Secretariatului General al Guvernului privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice nr. 600/2018, s-a hotărât ca Procedura de Proces "Activitatea Echipei de Gestionare a Riscului" să nu se mai elaboreze. Desfășurarea activității EGR este stabilită în Procedura de Sistem "Managementul Riscului" și în "Regulamentul de Organizare și Funcționare al Echipei de Gestionare a Riscului" aprobat cu nr. 37021/23.07.2018.	
12	<b>Raportarea la timp a indicatorilor cheie de performanță</b>	Încadrarea în termenele legale de raportare I = termene efective de raportare/ termene prevăzute de raportare *100	12.1	Calendar de comunicare financiară către BVB	<b>Realizat</b>	100%
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	<b>Realizat</b> Adresa DSMC 10014/01.03.2018 Termen 15 martie 2018 Adresa DSMC 16016/15.03.2019 Termen 15 martie 2019	
			12.3	Raportare SCI/M	<b>Realizat</b> Adresa nr.DSMC/4786/25/01.2019 raportare pt anul 2018	

			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	<b>Realizat</b> Adresa nr. 63288/28.11.2018 raportare ANRE pt. anul gazier 2017-2018	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	<b>Realizat</b> Adresa DSMC30292/19.06.2018 Adresa DSMC34773/11.07.2018 Adresa DSMC68544/21.12.2018	
13	Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca element al planurilor manageriale	Respectarea măsurilor asumate prin Planul de integritate aprobat I = măsuri realizate în termen /măsuri propuse*100	13.1	Elaborarea unei proceduri privind prevenirea corupției	<b>Realizat</b> Procedura de prevenire a fost elaborată, aprobată și publicată pe platforma de intranet a societății.	100%
			13.2	Elaborarea unei metodologii de evaluare a riscurilor de corupție	<b>Realizat</b> Metodologia face parte integrantă din procedura de la pct. 13.1	
			13.3	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	<b>Realizat</b> Publicat Raport anual 2017 la adresa: <a href="http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/5.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/2.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/">http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/5.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/2.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/</a>	
			13.4	Crearea unei baze de date cu societățile care nu au executat corespunzător contractele încheiate cu TRANSGAZ în urma procedurilor de achiziții publice	<b>Realizat</b> Baza de date a fost constituită la nivelul societății	
			13.5	Elaborarea unei politici anti-mită la nivelul societății	<b>Realizat</b> Au fost aprobate Declarația de politică antifraudă și anticorupție și Politică antifraudă și anticorupției prin HCA 26 din 30.05.2018	
			13.6	Identificarea și asimilarea de bune practici din Ghidul de bune practici al OCDE	<b>Realizat.</b> Aspecte introduse în Politică antifraudă și anticorupție, publicată pe zonapublică.transgaz.ro	
			13.7	Organizarea de cursuri de perfecționare pe teme privind integritatea, corupția și fraudă (personal de execuție);	Realizat conform programului de pregătire și perfecționare profesională	
			13.8	Inițierea unei campanii de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției (personal de execuție);	<b>Intern:</b> a fost transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății. <b>Extern:</b> conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEc a realizat 3 activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății. Instruirile au fost realizate în 14.02.2018 (Reprezentanța Transgaz) și în perioada 05-06.06.2018 la sediul Transgaz din Mediaș	
			13.9	Identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție	A fost emisă Decizia nr. 434/10.05.2018 privind constituirea	

			din cadrul societății (consultant extern)	Grupului de Lucru pentru prevenirea corupției care are ca principală atribuție coordonarea tuturor etapelor necesare managementului riscurilor de corupție Identificarea este în curs de realizare conform procedurii de prevenire aprobată în decembrie 2018.
		13.10	Prioritizarea acțiunilor de audit și control prin creșterea ponderii acestora în zonele expuse la fraudă și corupție	<b>Realizat</b> prin programele de audit și control anuale.
		13.11	Evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	<b>Realizat</b> La nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG 3328/18.01.2019, a fost transmis către Ministerul Economiei (minister coordonator) Raportul la data de 17.01.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., Situația incidentelor de integritate 2017 (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2);
		13.12	Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	<b>Realizat</b> (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet)

**Tabel 6**-Indicatori cheie de performanță nefinanciar pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2018

### 3. STRATEGIA DE DEZVOLTARE

#### 3.1 Proiecte strategice

În considerarea respectării cerințelor Directivei Europene CE/73/2009 art. 22, privind obligativitatea elaborării **Planurilor de Dezvoltare pe 10 Ani** pentru toți operatorii sistemelor de transport gaze naturale din Uniunea Europeană, și a articolului 125 alin. (6) din Legea 123/2012, SNTGN Transgaz SA Mediaș, în calitate de operator tehnic al Sistemului Național de Transport gaze naturale din România a elaborat **Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2018-2027**, apobat de ANRE prin Decizia nr. 1954/14.12.2018.

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

**Planul de Dezvoltare al Sistemului Național de Transport (SNT) gaze naturale în perioada 2018– 2027** răspunde cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare a rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;

- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- integrarea pieței de gaze naturale la nivelul Uniunii Europene.

Proiectele cuprinse în **Planul de Dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale 2018–2027** sunt:

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

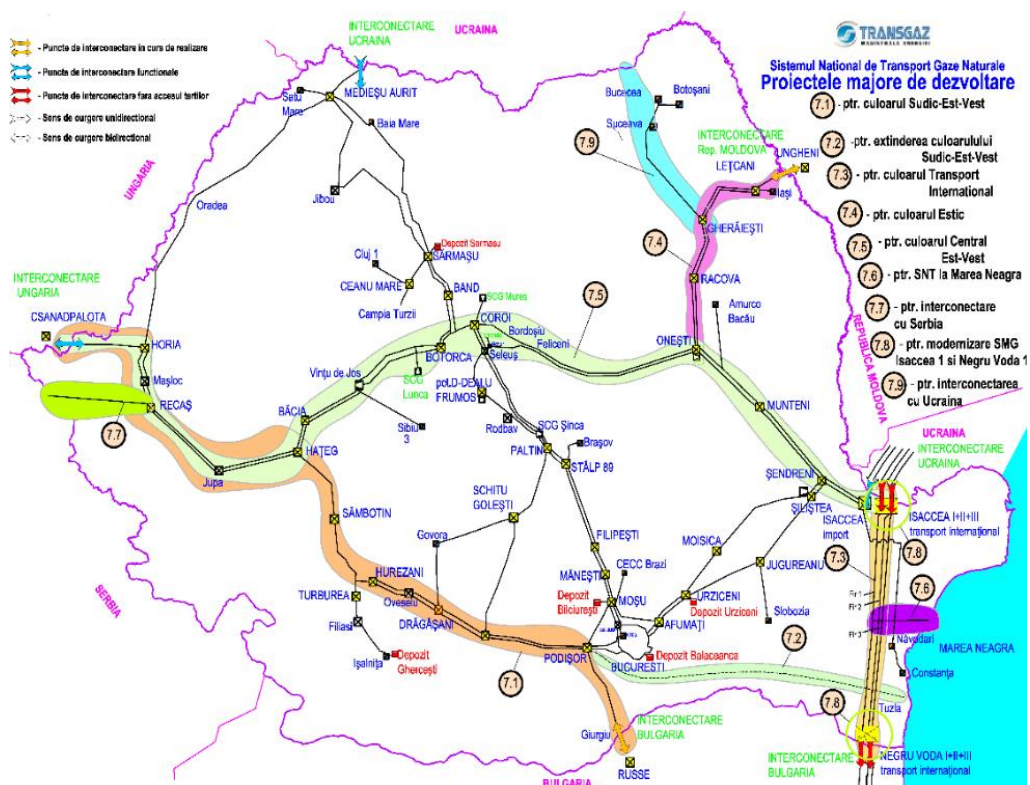


Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT



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

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

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

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

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



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

Punctele de intrare-ieșire în/din SNT, Giurgiu, respectiv Nădlac sunt legate printr-un sistem de conducte având o durată mare de funcționare, diametre ce nu depășesc 24" și presiuni de proiectare de maximum 40 bar. Capacitățile de transport gaze naturale existente nu permit vehicularea unor volume semnificative de gaze naturale.

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

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

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

De asemenea a fost inclus pe lista actualizată a proiectelor de interes comun publicată în luna noiembrie 2017 ca anexă la Regulamentul 347/2013. Astfel, lista actualizată a Proiectelor de Interes Comun (Lista 3/2017) a Uniunii, cuprinde Proiectul la secțiunile 6.24.1 poziția a doua și 6.24.4 poziția a patra în cadrul "Grupului de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima fază și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua fază, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră".

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

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

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

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

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

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

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

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

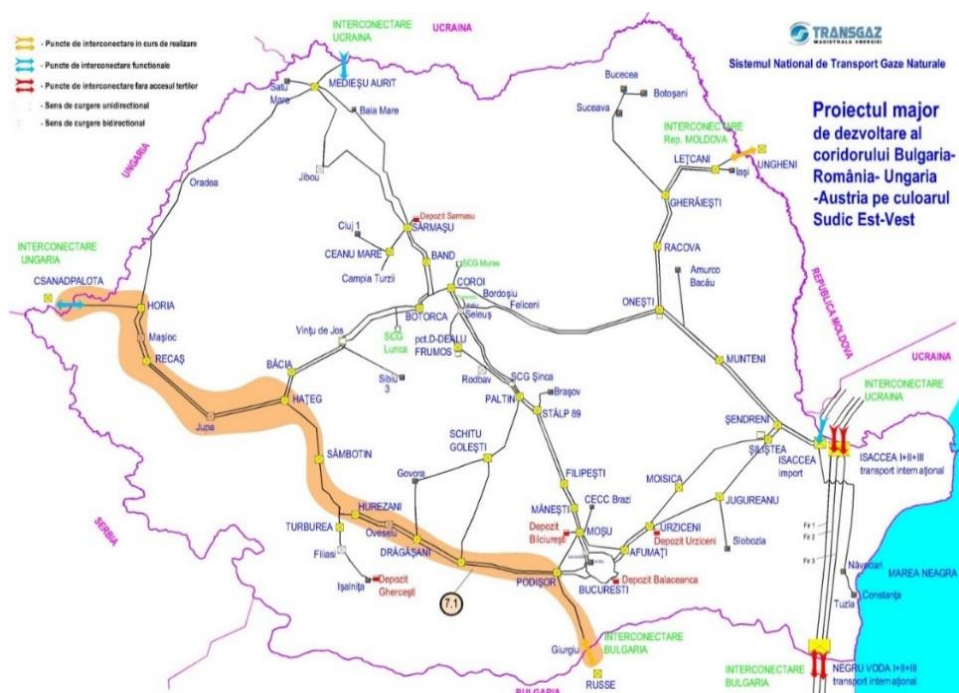


Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1

### Descrierea proiectului

**BRUA-Faza I** constă în realizarea următoarelor obiective:

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

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

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

## Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat
Documentații tehnice pentru obținere autorizații de construire	finalizate	finalizate
Obținerea autorizațiilor de construire	obținute în februarie 2017- conductă și în martie 2018 pentru stațiile de comprimare	obținute în februarie 2017- conductă și în martie 2018 pentru stațiile de comprimare
Obținerea deciziei exhaustive (în conf. cu prevederile din Regulamentul UE nr 347/2013)	obținută	obținută
Luarea deciziei finale de investiție Faza 1	2016	2016
Construcție Faza 1	noiembrie 2019	decembrie 2019
Punere în funcțiune Faza 1	decembrie 2019	decembrie 2019
Începere operare Faza 1	decembrie 2019	decembrie 2019

**Data preconizată de finalizare:** 2019

**Valoarea estimată:** 478,6 milioane Euro

### Încadrare proiect în planuri internaționale

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

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

### Stadiul proiectului

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

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

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

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

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

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

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

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

### **Stadiul procedurilor de achiziție**

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

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

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

Stadiul achizițiilor publice:

- contractul pentru achiziția îmbinărilor electroizolante a fost semnat în data de **04.08.2017** și este în curs de derulare;
- contractul pentru achiziția grupurilor de comprimare a fost semnat în data de **24.08.2017** și este în curs de derulare;
- contractele pentru achiziția lucrărilor de execuție fir liniar, aferente loturilor 1, 2 și 3 au fost semnate în data de **28.11.2017** și sunt în derulare;
- contractul pentru achiziția robinetelor a fost semnat în data de **28.02. 2018** și este în curs de derulare;
- contractul pentru achiziția lucrărilor de execuție a stațiilor de comprimare a fost semnat în data de **23.03.2018** și este în curs de derulare;
- contractul pentru achiziția materialului tubular și a curbelor a fost semnat în data de **23.04.2018** și este în curs de derulare;
- acordurile-cadru pentru *Servicii de monitorizare a biodiversității pentru proiecte de construcție conducte de transport gaze naturale și instalații tehnice aferente* s-au semnat în data de **11.07.2018**. S-a finalizat procedura de atribuire a contractelor subsecvente pentru proiectul BRUA, contractele fiind semnate în data de **23-24.08.2018**;



- contractul pentru execuție lucrări de automatizare și securizare conductă a fost semnat în data de **24.07.2018** și este în curs de derulare.

## Stadiul lucrărilor de execuție

### Lucrări de execuție aferente stațiilor de comprimare

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

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

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

Valoarea totală a contractului este de 288.742.446,15 lei (fără TVA), defalcată după cum urmează:

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

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

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

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

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

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



Principalele lucrări realizate în cadrul STC Bibești:

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

### **Lucrări de execuție aferente firului liniar**

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

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

La momentul actual lucrările de amenajare sunt finalizate astfel:

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

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

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

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

### **Progresul lucrărilor de execuție fir conductă**

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

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

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

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

Începând cu luna septembrie 2018 au fost demarate lucrările de execuție pe firul liniar LOT 1. În prezent se desfășoară lucrări specifice de pregătire a culoarului de lucru, înșirare țevă pe traseu și montaj conductă pe următoarele tronsoane:

- Tronson 1 (km 0 – 5)
- Tronson 2 (km 5 – 10)
- Tronson 10 (km 45 – 50)
- Tronson 16 (km 75 – 80)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### LUCRĂRI DE AUTOMATIZARE ȘI SECURIZARE CONDUCTĂ LOT 4

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

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

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

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

Situația contractelor semnate și a demarării lucrărilor este următoarea:

CONTRACTE SEMNATE BRUA						
Nr crt	Contracte atribuite lucrări	Furnizori/ Executanți	Țara de origine	Data semnării	Valoare contract	Ordin începere lucrări
1	Îmbinări electroizolante monobloc	INDUSTRIAL M.D TRADING S.R.L	Romania	04.08.2017	528.000,00 EUR	11.10.2017
2	Grupuri de comprimare	ASOCIERE Solar Turbines Europa SA, Lider al Asocierii Sutech SRL	Belgia Romania	10.10.2017	37.851.326,00 EUR	10.10.2017
3	Execuție LOT 1 Fir liniar	ASOCIERE Asociat 1, INSPET S.A - Liderul asocierii Asociat 2, PETROCONST S.A Asociat 3, ARGENTA S.A Asociat 4, IRIGC IMPEX S.R.L Asociat 5, COMESAD RO S.A	Romania Romania Romania Romania Romania	28.11.2017	118.503.553,03 RON	04.06.2018
4	Execuție LOT 2 Fir liniar	ASOCIERE Asociat 1 - HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS S.R.L. - Liderul asocierii, Asociat 2 - INSPET S.A. Asociat 3 - IPM PARTNERS ROMANIA S.A. Asociat 4 - PETROCONST S.A Asociat 5 - MOLDOCOR S.A. Asociat 6 - ARGENTA S.A. Asociat 7 - ANTREPRIZA MONTAJ INSTALATII S.A. Asociat 8 - ROMINSTA S.R.L. Asociat 9 - COMESAD RO S.A	Romania  Romania Romania Romania Romania Romania Romania Romania	28.11.2017	155.695.508,67 RON	04.06.2018

5	<b>Executie LOT 3 Fir liniar</b>	<b>ASOCIERE</b> Asociat 1 - HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS S.R.L. - Liderul asocierii Asociat 2 - IPM PARTNERS ROMANIA S.A. Asociat 3 - MOLDOCOR S.A. Asociat 4 - ANTREPRIZA MONTAJ INSTALATII S.A. Asociat 5 - ROMINSTA S.R.L.	Romania Romania Romania Romania Romania	28.11.2017	154.849.135,06 RON	04.06.2018
6	<b>Robinete</b>	<b>TOTALGAZ INDUSTRIE S.R.L.</b>	Romania	28.02.2018	4.875.500,00 EUR	22.03.2018
7	<b>Executie Statii de Comprimare</b>	<b>ASOCIERE</b> Asociat 1 - INSPET S.A. S.R.L. Liderul asocierii; Asociat 2 - PETROCONST S.A.; Asociat 3 - MOLDOCOR S.A.; Asociat 4 - HABAU PPS PIPELINE SYSTEMS Asociat 5 - IRIGC IMPEX S.R.L. Asociat 6 - Sutech SRL Asociat 7 - TIAB S.A. Asociat 8 - ROCONSULT TECH S.R.L.	Romania Romania Romania Romania Romania Romania Romania	23.03.2018	288.742.446,15 RON	14.04.2018
8	<b>Material tubular și curbe</b>	<b>Toșçelik Spiral Boru Üretim Sanayi A.Ş</b>	Turcia	23.04.2018	126.906.259 EUR	12.05.2018

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

Începând cu anul 2016, SNTGN Transgaz S.A. a colaborat îndeaproape cu specialiștii BERD în scopul desfășurării procesului de *due diligence* tehnic, economic și de mediu asupra SNTGN Transgaz S.A. și asupra proiectului. Documentația de mediu și socială întocmită conform standardelor de performanță ale BERD a fost publicată în data de 12.07.2017 în dezbatere publică pentru o perioadă de 120 de zile conform politicii BERD pe paginile web ale BERD și SNTGN Transgaz S.A. În data de 13 decembrie 2017 consiliul BERD a aprobat proiectul BRUA pentru finanțare.

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

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

## ASPECTE PRIVIND ARHEOLOGIA

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

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

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

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

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

### Lucrări de săpătură pentru diagnostic arheologic intruziv:

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

### Lucrări de săpătură pentru cercetare arheologică preventivă:

Contracte semnate	Data semnare contract	Obiectiv/Sit arheologic	Construcție conductă Județ
TOTAL BUSINESS LAND	31.08.2018	Sit 14	Construcție conductă: Argeș
	31.08.2018	Sit 10	
	10.10.2018	Situl 1 (T99 – km 473+350-473+750)	Construcție conductă: Timiș

Contracte semnate	Data semnare contract	Obiectiv/Sit arheologic	Construcție conductă Județ
ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L. – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	10.10.2018	Situl 2 (T98 – km 470+000-470+120)	Construcție conductă: Timiș
	10.10.2018	Situl 3 (T98 – km 468+750-468+950)	Construcție conductă: Timiș
	10.10.2018	Situl 4 (T93 – km 446+300-446+500)	Construcție conductă: Timiș
TOTAL BUSINESS LAND	10.10.2018	Stația de comprimare a gazelor Hurezani	Gorj
ARVADA	17.12.2018	Situl 12 (T93 – km 443+768-443+871)	Construcție conductă: Timiș
ASOCIEREA S.C. GAUSS S.R.L. – S.C. BANAT ARCHAEOSAVE S.R.L.	12.12.2018	Situl 5 (T94 - KM. 451+790-451+930)	Construcție conductă: Timiș
ARVADA	12.12.2018	Situl 6 (T94 - KM. 450+990-451+510)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 7 (T94 - km. 447+350-447+810)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 8 (T91 - km. 436+180-436+650)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 9 (T90 - km. 430+650-430+940)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 10 (T90 - km. 430+235-430+320)	Construcție conductă: Timiș
	12.12.2018	Situl 11 (T90 - km. 427+580-427+945)	Construcție conductă: Timiș

### Lucrări de săpătură pentru supraveghere arheologică:

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



## ASPECTE PRIVIND BIODIVERSITATEA

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

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

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

Au fost finalizate și depuse rapoartele de monitorizare a biodiversității în etapa pre-construcție pentru lotul 2, inclusiv raportul de final de etapă (pre-construcție). Rapoartele au fost acceptate. Pentru loturile 1 și 3 a fost finalizată etapa de colectare a datelor din teren pentru pre-construcție. În prezent, se află în curs de elaborare raportul anual aferent anului 2018, raport care va fi depus la ANPM.

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

## ACTE NORMATIVE NECESARE IMPLEMENTĂRII PROIECTULUI

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

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

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

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

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

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

### **Autorizația de construire și decizia exhaustivă**

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

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

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

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

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

În vederea obținerii Deciziei exhaustive SNTGN Transgaz S.A. a parcurs următoarele etape:

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

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

## Promovarea proiectului și întâlniri de informare și consultare a părților interesate

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

Începând cu luna aprilie 2018, moment la care S.N.T.G.N Transgaz S.A. a inițiat procedurile de predare a amplasamentului terenului către constructor în vederea începerii lucrărilor de construire aferente proiectului, a fost inițiată derularea unei noi serii de întâlniri de informare și consultare a publicului la nivelul tuturor celor 72 de UAT (ri) traversate de proiect. Astfel, aceste întâlniri au început, cu prima parte a lunii aprilie la nivelul UAT (lor) în care vor fi amplasate stațiile de comprimare și au continuat pe tot parcursul anului 2018, obiectivul de bază a acestora fiind o informare cât mai amplă a părților interesate afectate și a publicului în general în legătură cu proiectul și a compensațiilor acordate părților interesate ale căror terenuri vor fi impactate cu ocazia executării lucrărilor.

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

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

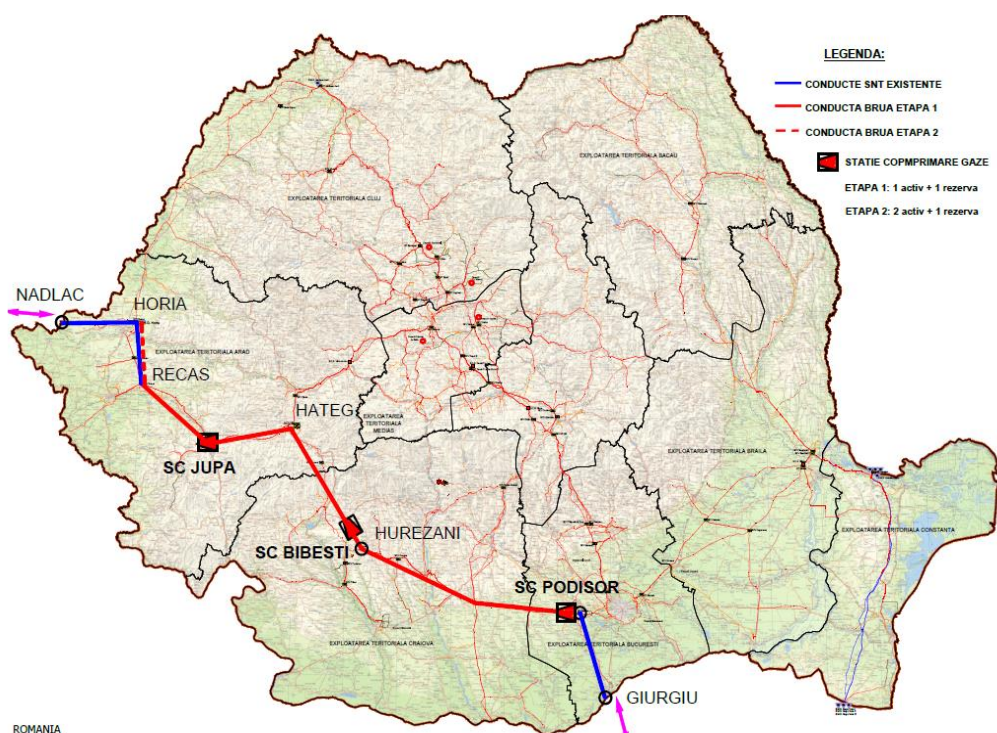


Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2

## Descrierea proiectului

**BRUA-Faza II** constă în realizarea următoarelor obiective:

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

## Rezultate:

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

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

## Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Obținere Acord de mediu	finalizat	finalizat
Proiect tehnic și documentație tehnică pentru obținere autorizații de construire	finalizate	finalizate
Luarea deciziei finale de investiție Faza 2	decembrie 2018/februarie 2019	iunie 2019*
Construcție Faza 2	anul 2022	anul 2022**
Punere în funcțiune Faza 2	anul 2022	anul 2022**
Începere operare Faza 2	anul 2022	anul 2022**

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

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

**Data preconizată de finalizare:** anul 2022

**Valoarea estimată:** 68,8 milioane Euro

## Încadrare proiect în planuri internaționale

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

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

### **Stadiul proiectului**

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

În toamna anului 2017 FGSZ Ungaria a anunțat că va limita procedura de Sezon Deschis Angajant doar la Punctul de Interconectare România–Ungaria invocând existența unor capacități disponibile în conductele de interconectare ale Ungariei cu țările vecine, nemaifiind astfel nevoie de investiții suplimentare pentru realizarea interconectării Ungaria–Austria. Ca urmare, SNTGN Transgaz S.A. împreună cu FGSZ au demarat la finalul anului 2017 procedura de Sezon Deschis Angajant pentru Punctul de Interconectare România–Ungaria (Csanadpalota), procedură ce sa află în curs de derulare.

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

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

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

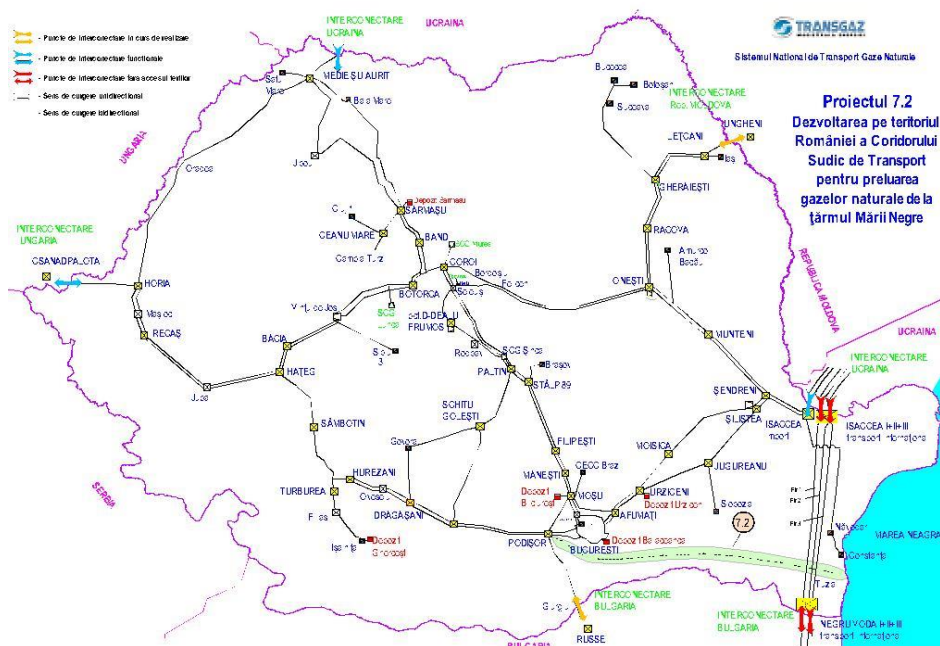
## **2. Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului sudic de transport pentru preluarea gazelor din Marea Neagră (conducta Tuzla–Podișor)**

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

### **Descrierea proiectului:**

Proiectul constă în construirea unei conducte telescopice de transport gaze naturale Tuzla – Podișor, în lungime de 308,4 km, care să facă legătura între resursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, astfel asigurându-se posibilitatea transportului gazelor naturale spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu – Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac – Szeged (cu Ungaria). De asemenea, această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1.





**Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră-Podișor**

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

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

### Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

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

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

### Data preconizată de finalizare: 2021

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



**Valoarea estimată:** 360,4 milioane Euro

#### **Încadrare proiect în planuri internaționale**

- **Proiect PCI (a doua lista):** 6.24.8
- **Proiect PCI (a treia lista):** 6.24.4 poziția 5
- **TYNDP ENTSOG 2018:** TRA-N-362

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

#### **Stadiul proiectului:**

- **Studiul de fezabilitate** a fost finalizat și avizat în cadrul ședinței Consiliul Tehnico-Economic (CTE) din 26.01.2016;
- Investigațiile arheologice efectuate în anul 2017 au dus la modificarea traseului conductei. Urmare a acestor modificări, **Studiului de Fezabilitate** a fost actualizat și reavizat de CTE Transgaz în data de 11.05.2017;
- **Proiectul Tehnic** a fost avizat în cadrul CTE Transgaz. Se elaborează documentația pentru achiziția lucrărilor de execuție.
- S-a finalizat activitatea de **identificare a proprietarilor de teren** afectați de lucrările de execuție a Proiectului:
  - Județul Constanța: 9 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%;
  - Județul Călărași: 19 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%;
  - Județul Giurgiu: 14 Unități Administrativ Teritoriale (UAT) în proporție de 100%.
- S-a obținut Acordul de Mediu nr.1 din 10.05.2018;
- S-a obținut Autorizația de Construire nr.5 din 17.05.2018, în conformitate cu prevederile Legii 185/2016;
- **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun (ACPIC) în data de 24.02.2017 și s-a primit aprobarea acesteia în data de 23.03.2017;
- **Conceptul privind participarea publicului** pentru Proiectul de interes comun „*Conductă Țărmul Mării Negre - Podișor (RO) pentru preluarea gazului din Marea Neagră*” a fost depus la ACPIC în data de 24.05.2017 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin Adresa nr.110800/27.06.2017;
- În perioada 17-27.07.2017 s-au desfășurat consultările publice în baza Regulamentului (UE) 347/2013 în următoarele locații: Tuzla, Amzacea, Cobadin, Alexandru Odobescu, Borcea, Frăsinet, Izvoarele, Băneasa și Stoenești;
- S-a depus Dosarul de candidatură în vederea obținerii deciziei exhaustive, în data de 08.06.2018. Dosarul de candidatura a fost acceptat de ACPIC în data de 12.07.2018;
- S-a desfășurat **procesul de rezervare de capacitate incrementală pentru PM Tuzla**, proces care s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractelor de transport gaze naturale. Ca urmare a denunțării unilaterale a contractelor de transport gaze naturale de către concesionari procesul s-a declarat ca fiind finalizat fără succes.
- Primirea unei noi cereri a declanșat un nou proces de rezervare de capacitate incrementală pentru punctul Tuzla.

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

Acest proiect este deosebit de important deoarece:

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

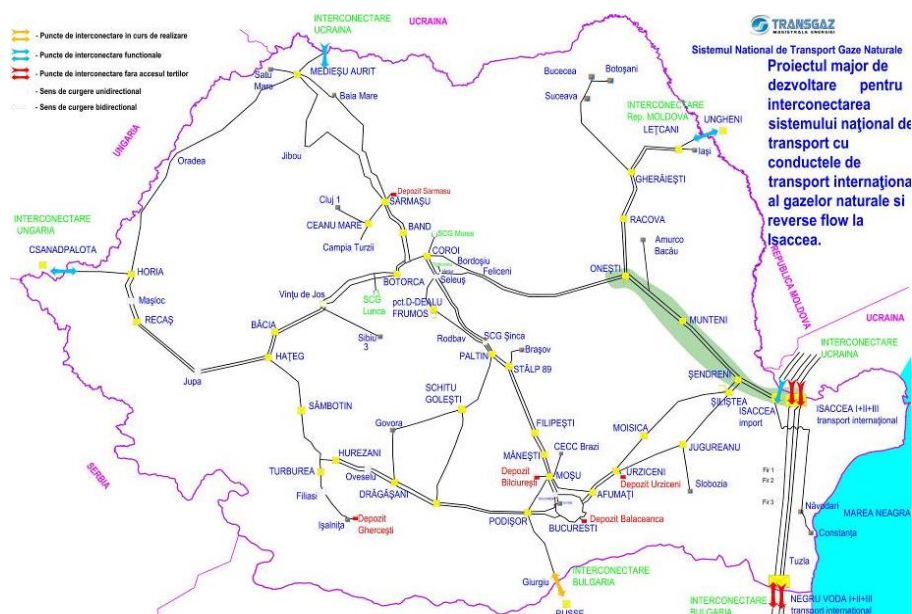


Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT cu conducta de transport Internațional Tranzit 1

#### Descrierea proiectului:

Proiectul va consta în următoarele:

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

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

## Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului:

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
<b>Faza I</b>	<b>2018</b>	<b>2018</b>
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	finalizat	finalizat
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire	finalizat	finalizat
Decizia exhaustivă	anul 2018	obținută
Construcție	anul 2018	finalizat
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2018	finalizat
<b>Faza II</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat
Studiu de impact asupra mediului	finalizat	finalizat
Caiet de sarcini proiectare și execuție	decembrie 2018	finalizat
Achiziția lucrărilor de proiectare și execuție	ianuarie 2019	2019
Decizia exhaustivă	ianuarie 2019	2019
Finalizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție/ obținerea autorizațiilor de construire	ianuarie 2019	2019
Construcție	anul 2019	2020
Punere în funcțiune/începere operare	anul 2019	2020

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

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

## Încadrare proiect în planuri internaționale

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

## Stadiul proiectului

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

- **Proiectul Tehnic pentru** Interconectare Isaccea – etapa 1 a fost finalizat;
- **Documentația de avizare a lucrărilor de intervenție** (DALI) și **Proiectul Tehnic** pentru reparația conductei DN 800 Onești – Cosmești – etapa 1 au fost finalizate;
- **Caietul de sarcini pentru proiectare și execuție etapa 2**, în vederea achiziției proiectării și execuție s-a **finalizat în luna august 2018**;
- Au fost identificați proprietarii terenurilor din zona Nodului Tehnologic Șendreni, ai Stației de Comprimare Gaze Siliștea, ai Interconectării de la Isaccea, ai Stației de Comprimare Gaze Onești;
- Au fost identificați proprietarii terenurilor afectate de reparația conductei DN 800 Onești-Cosmești;
- Pentru etapa 1 a proiectului s-a emis Horărârea de Guvern nr. 638/23.08.2018 pentru aprobarea terenurilor agricole situate în extravilan;
- A fost finalizat procesul de obținere avize conform C.U, pentru etapa 1.
- Etapa 2- **Proiectul tehnic pentru Lucrări în Nodul Tehnologic Șendreni existent**, în procedură de avizare în CTE Trangaz ;
- Etapa 2- În curs de obținere **avize** conform CU.
- **Pentru etapa 1 a proiectului s-au obținut 2 acte de reglementare pe linie de mediu, respectiv:**
  - a) Interconectarea Isaccea – Decizia etapei de încadrare nr. 144/06.03.2018 emisă de APM Tulcea
  - b) Reparația conductei DN 800 Onești – Cosmești (3 județe) – Decizia etapei de încadrare nr. 27/16.05.2018 emisă de ANPM
- **Pentru etapa 2 a proiectului sunt necesare 3 acte de reglementare pe linie de mediu, respectiv:**
  - a) Lucrări în Nod Tehnologic Șendreni (existent) – s-a obținut Decizia etapei de încadrare nr. 2907/09.03.2018 emisă de APM Brăila
  - b) Modernizarea Stației de Comprimare Gaze Siliștea existentă, inclusiv a Nodului Tehnologic Siliștea (existente) – se emite de APM Brăila
    - Stadiu procedură mediu:
      - 12.12.2017: Depunere cerere,
      - 28.12.2017: Decizie de evaluare inițială emisă de APM.
      - 20.12.2018: Depunere Memoriu de prezentare la APM,
  - c) Modernizare Stație de Comprimare Gaze Onești, inclusiv Nod Tehnologic Onești (existente)
- **Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii** a fost depusă la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) în data de 20.12.2017. Aceasta a fost aprobată de către ACPIC în data de 17.01.2018.
- **Conceptul privind participarea publicului** a fost depus la A.C.P.I.C. în data de 21.03.2018 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin adresa nr. 110638/**04.04.2018**. În perioada 07-11.05.2018 s-au desfășurat **consultările publice** în baza Regulamentului European 347/2013 în următoarele locații: Onești, Buciumi (jud. Bacău), Mărășești (jud. Vrancea), Cosmești (jud. Galați), Isaccea (jud. Tulcea), Siliștea, Vădeni (jud. Brăila).
- **Raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului** a fost elaborat și publicat pe site-ul companiei și a fost transmis către ACPIC ca parte a dosarului de candidatură.
- În data de 20.07.2018 **Dosarul de candidatură** pentru etapa 1 a proiectului a fost transmis la ACPIC și a fost acceptat în 03.08.2018.
- În data de 05.09.2018 s-a depus la ACPIC Raportul final nr. 44749/04.09.2018 referitor la procesul de autorizare și la procesul de consultare și participare a publicului pentru



- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

### Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de soluție	Finalizat	Finalizat
Studiu de fezabilitate	Finalizat	Finalizat
Proiectului tehnic pentru conducte	Finalizat	Finalizat
Proiectului tehnic pentru Stațiile de Comprimare	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire conducte	Finalizat	Finalizat
Obținerea autorizațiilor de construire stații de comprimare	Finalizat	Finalizat
Construcție	2018-2019	2019-2020
Punere în funcțiune/începere operare	2019	2020

**Data preconizată de finalizare:** anul 2020

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

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2018-2027	actualizat la data raportului
Valoare estimată pentru achiziția de materiale		64,95 mil.Euro
Conductă de transport gaze naturale Onești – Gherăești	51,01 mil Euro	17,32 mil. Euro
Conductă de transport gaze naturale Gherăești – Lețcani	36,06 mil Euro	15,19 mil. Euro
Stație de comprimare Onești	41,75 mil Euro	
Stație de comprimare Gherăești	37,06 mil Euro	48,46 mil.Euro
Automatizare și securizare conductă	8,37 mil Euro	
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)		28,32 mil.Euro
<b>TOTAL</b>	<b>174,25 mil Euro</b>	<b>174,25 mil Euro</b>

### Încadrare proiect în planuri internaționale

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

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

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



## Stadiul proiectului

- **Studiului de Fezabilitate** Rev 0 a fost finalizat în luna ianuarie 2016;  
În urma clarificărilor privind detaliile aferente eligibilității costurilor precizate în Ghidul Solicitantului și a recomandărilor JASPERS Studiului de Fezabilitate a fost refăcut și s-a finalizat în Ianuarie 2018;
- **Proiectul Tehnic pentru conducta** de transport gaze naturale, **Proiectul Tehnic pentru cele două stații de comprimare** și **Proiectul Tehnic pentru Instalații electrice, protecție catodică, automatizări și securizare conductă** au fost finalizate în Ianuarie 2018;
- **Acord de mediu** a fost obținut în data de 06.07.2017;
- **Decizia de încadrare** pentru revizuirea acordului de mediu s-a obținut în data de 09.01.2018;

**Notă:** nu e necesară obținerea unor alte acte de la autoritatea de mediu

- În luna iulie 2018 s-a depus documentația pentru emiterea Hotărârii de Guvern (conform Legii nr. 185/2016) pentru scoatere temporară din circuitul agricol.
- Proiectul a fost declarat ca **proiect de importanță națională** prin HG nr. 562/2017;
- **Autorizația de construire** s-a obținut în data de 15.09.2017, conform Legii nr. 185/2016.
- Proiectul îndeplinește criteriile de eligibilitate ale **Programului Operațional Infrastructură Mare** (POIM) Axa prioritară (AP) 8 – Obiectivul Strategic (OS) 8.2, program derulat de Autoritatea de Management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambursabilă prin AP8 – „Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale”, în valoare de **214.496.026,71 lei (46,3 mil. EURO)**. În acest sens la data de 22.11.2018 a fost semnat contractul de finanțare nr. 226 cu Ministerul Fondurilor Europene.

## ACHIZIȚII

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

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

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

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

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

### Descrierea proiectului:

Dezvoltarea acestui culoar de transport gaze naturale presupune următoarele:

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

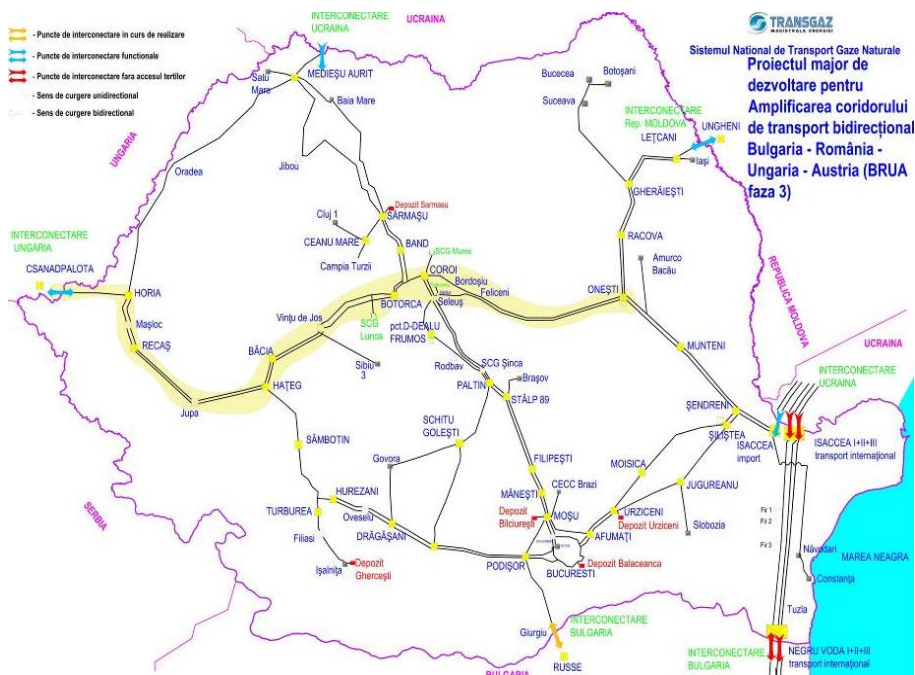


Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3

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

### Cele două proiecte sunt:

1. Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România – Ungaria:
  - Conductă nouă de transport gaze naturale Băcia – Hațeg – Horia - Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
  - Doua stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.

## 2. Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia :

- Reabilitarea unor tronsoane de conductă;
- Înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mare;
- Două sau trei stații noi de comprimare gaze naturale.

### Încadrare proiecte în planuri internaționale

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

Proiectele de mai sus au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția **6.24.** sub denumirea **”Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria–România–Ungaria–Austria (cunoscut în prezent ca și ROHUAT/BRUA) care va permite 1,75 mld. mc/an în prima etapă și 4,4 mld. mc/an în cea de a doua etapă, cu posibilitatea preluării inclusiv a noilor resurse de la Marea Neagră în cea de-a doua și a treia etapă”.**

**Data preconizată de finalizare:** anul 2023

**Valoarea estimată:** 530 milioane Euro

### Stadiul proiectului

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

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

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

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

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



### Încadrare proiect în planuri internaționale

- **Proiect PCI (a treia listă): 6.24.10 – 3;**
- **TYNDP ENTSO G 2018:** TRA-N-964
- **Coridor prioritar:** Interconexiunile de gaz pe coridorul nord-sud din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est («NSI East Gas»).

### Stadiul proiectului:

- Studiul de Prefezabilitate a fost finalizat și în data de 16.09.2016 s-a emis avizul Consiliului Tehnico – Economic (CTE) al Transgaz;
- Studiul de Fezabilitate s-a finalizat și aprobat în cadrul CTE Transgaz la data de 31.05.2017.
- S-a obținut Certificatele de Urbanism (CU) în Martie 2017 de la CJ Constanța și UAT Grădina, Jud. Constanța;
- Acordul de mediu s-a obținut în data de 24.11.2017;
- Autorizația de Construire de la Ministerul Energiei s-a obținut în baza Legii 185/2016, în data de 20.12.2017. S-au obținut toate avizele/permisele/autorizațiile solicitate prin certificatele de urbanism și s-a obținut Raportul final din data de 29.06.2018, emis de grupul de lucru constituit în baza Ordinului ME nr. 1081/15.12.2017, prin care se constată îndeplinirea în termen a tuturor condițiilor și cerințelor legale în vederea valabilității autorizației de construire 4/20.12.2017 conform dispozițiilor Legii nr. 185/2016
- Proiectul Tehnic s-a avizat în CTE Transgaz din data de 19.01.2018;
- Procesul de capacitate incrementală pentru PM Vadu s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractului de transport gaze naturale.
- În luna noiembrie 2018 a fost emisă Hotărârea de Guvern nr. 890 din 9 noiembrie 2018 pentru aprobarea listei terenurilor agricole situate în extravilan.
- Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii s-a depus la Autoritatea Competentă pentru Proiectele de Interes Comun (ACPIC) în data de 06.07.2018 și s-a primit aprobarea acesteia în data de 18.07.2018;
- Conceptul privind participarea publicului pentru Proiect a fost depus la ACPIC în data de 03.08.2018 și s-a aprobat de Ministerul Energiei prin Adresa nr.111518/09.08.2018;
- Consultările publice în baza Regulamentului (UE) 347/2013 s-au desfășurat în 11.09.2018 în următoarele locații: Grădina și Săcele;
- Raportul sintetic final privind rezultatele activităților de participare a publicului a fost elaborat și publicat pe site-ul companiei (pe pagina proiectului);
- Dosarul de candidatură s-a depus la ACPIC în data de 10.10.2018 și a fost acceptat în 22.10.2018.
- S-a obținut Decizia Exhaustivă nr. 3/12.12.2018.

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

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



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

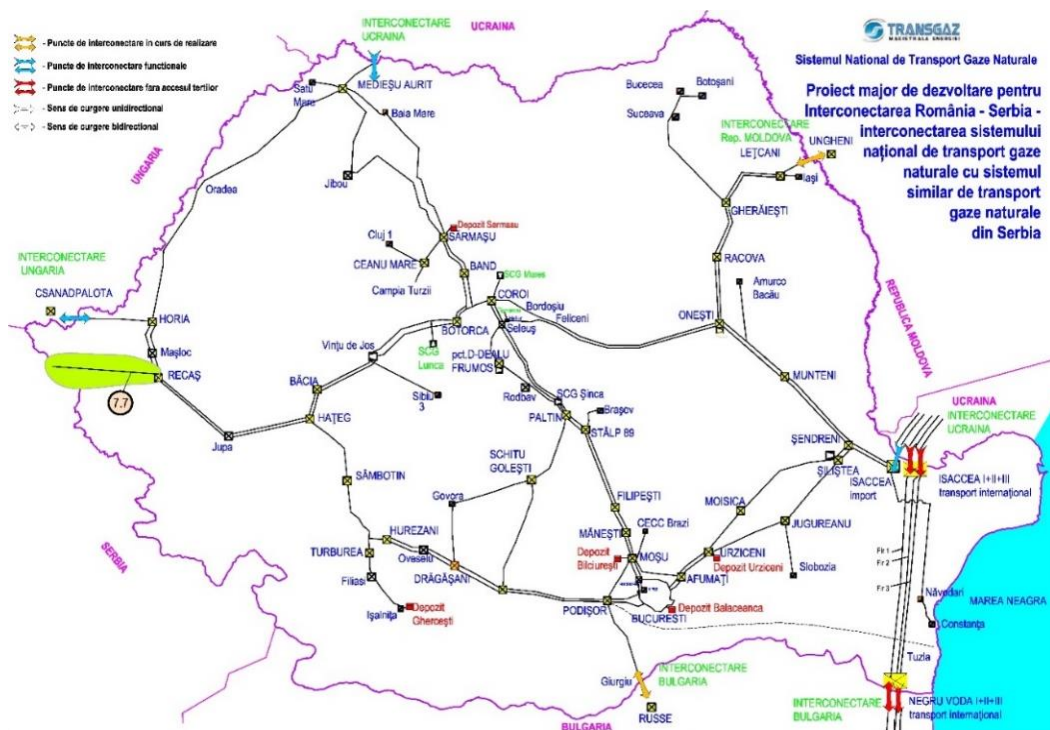


Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Receaș–Mokrîn

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 Mokrîn, zona Timiș-Arad.

### Descrierea proiectului:

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

Pe teritoriul României, conducta de transport gaze naturale se va cupla la conducta BRUA Faza 1 (localitatea Petrovaselo, județul Timiș) și va avea lungimea de 85,56 km (granița dintre România și Serbia-localitatea Comloșu Mare, județul Timiș).

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

Proiectul va consta în următoarele:

- Construirea unei conducte noi de interconectare pe direcția Receaș – Mokrîn în lungime de aprox 97 km din care 85 km pe teritoriul României și 12 km pe teritoriul Serbiei cu următoarele caracteristici :
  - Presiunea în conducta BRUA zona Receaș : 50 - 54 bar (PN BRUA – 63 bar);
  - Diametrul Conductei de interconectare : Dn 600;



- Capacitate transport: max.1 mld Smc/an (115.000 Smc/h), pres.în Mokrin: 48,4-52,5 bar
- Capacitate transport: max.1,6 mld Smc/an(183.000 Smc/h), pres în Mokrin:45,4-49,9 bar
- Construirea unei stații de măsurare gaze naturale (amplasată pe teritoriul României).

### Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	finalizat	finalizat februarie 2018
Studiu de fezabilitate	august 2018	finalizat noiembrie 2018
Proiect tehnic și Caiete de sarcini	decembrie 2018	finalizat ianuarie 2019
Documentație tehnică pentru obținerea autorizațiilor de construire și obținere Autorizație de Construire	decembrie 2018	2019
Demarare procedură pentru achiziția lucrărilor de execuție	2019	2019
Construcție	2019 - 2020	2019 ÷ 2020
Punere în funcțiune/începere operare	2020	2020

### Termen estimat de finalizare: anul 2020

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

Valoarea estimată a investiției	conform PDSNT 2018-2027	actualizat la data raportului
Lucrări de execuție	42,4 mil. Euro	41,93 mil Euro
Alte activități (obținerea terenului, proiectare, consultanță tehnică, audit și asistență tehnică)		11,83 mil Euro
<b>TOTAL</b>	<b>42,4 milioane EURO</b>	<b>53,76 milioane Euro</b>

### Stadiul proiectului

- S-a semnat un Memorandum de înțelegere între Transgaz și Srbijagas în data de 30.06.2017;
- Transgaz și Srbijagas au elaborat Studiile de Fezabilitate pentru obiectivele aferente fiecărei țări, soluțiile și datele necesare pentru finalizarea acestora au fost convenite în cadrul întâlnirilor comune;
- Procedura de obținere a Acordului de Mediu :
  - S-a obținut Decizia etapei de evaluare inițială nr. 459/08.10.2018;
  - APM Timiș a transmis Ministerului Mediului documentația, Memoriul de prezentare și Notificare întocmită conform art. 3 al Convenției de la Espoo (în limba română și limba engleză).

- În urma întâlnirilor dintre specialiștii Transgaz și Srbijagas, au fost convenite/stabilite următoarele:
  - Conducta va fi proiectată astfel încât să asigure curgerea bidirecțională a unui debit de gaze de 1,6 mld Smc/an (183 000 Smc/h), cu posibilitate de creștere de până la 2,5 mld Smc/an (285 000 Smc/h), asigurându-se o presiune la Mokrin de 39 ÷ 45 bar;
  - Construirea pe teritoriul României (UAT Comloșu Mare, județul Timiș), la cca. 400 m de graniță, a unei Stații de Măsurare Gaze Fiscală, cu două gări de lansare/primire godevil, una spre Petrovaselo și una spre Mokrin;
  - Configurația Stației de Măsurare Gaze Fiscală;
  - Punctul de traversare a graniței dintre România și Serbia (materializarea prin țărșare și stabilirea coordonatelor acestuia);
  - Montarea unei îmbinări electroizolante la graniță, în punctul de interconectare a celor două sisteme de transport gaze naturale, cu rolul de a separa din punct de vedere catodic cele două sisteme.
  
- Din punct de vedere al interferenței proiectului cu situri Natura 2000, se disting următoarele aspecte:
  - Traseul conductei intersectează ROSPA 0142 Teremia Mare - Tomnatic pe o lungime de aproximativ 2300 m și trece prin vecinătatea ROSCI0402 Valea din Sândandrei la o distanță de aproximativ 100 m;
  - Stația de măsurare gaze fiscală este amplasată în afara ariilor naturale protejate dar în vecinătatea ROSPA 0142 Teremia Mare -Tomnatic, la o distanță de cca. 1620 m;

#### **Încadrare proiect în planuri internaționale**

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

#### **8. Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1**

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

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

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

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

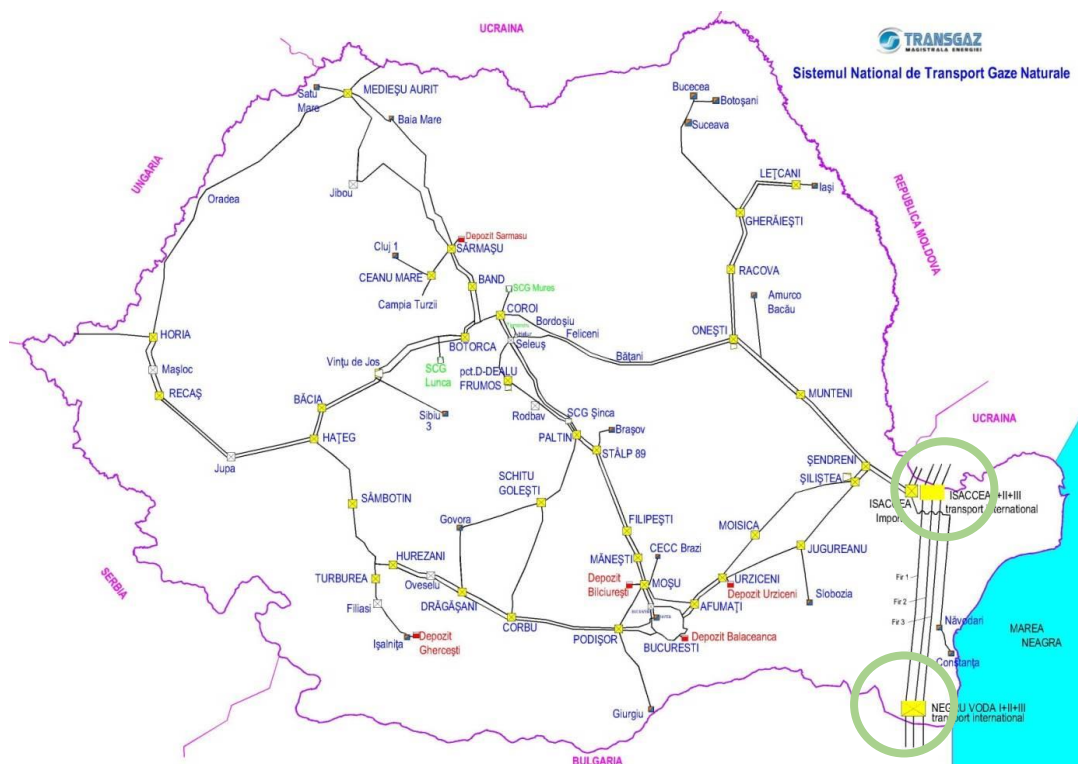


Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1

## Descrierea proiectului:

### 1. Stație de măsurare SMG Isaccea 1

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

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

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

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

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

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

## 2. Stația de măsurare SMG Negru Vodă 1

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

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

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

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

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

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

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

### Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

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

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

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

## Stadiul proiectului

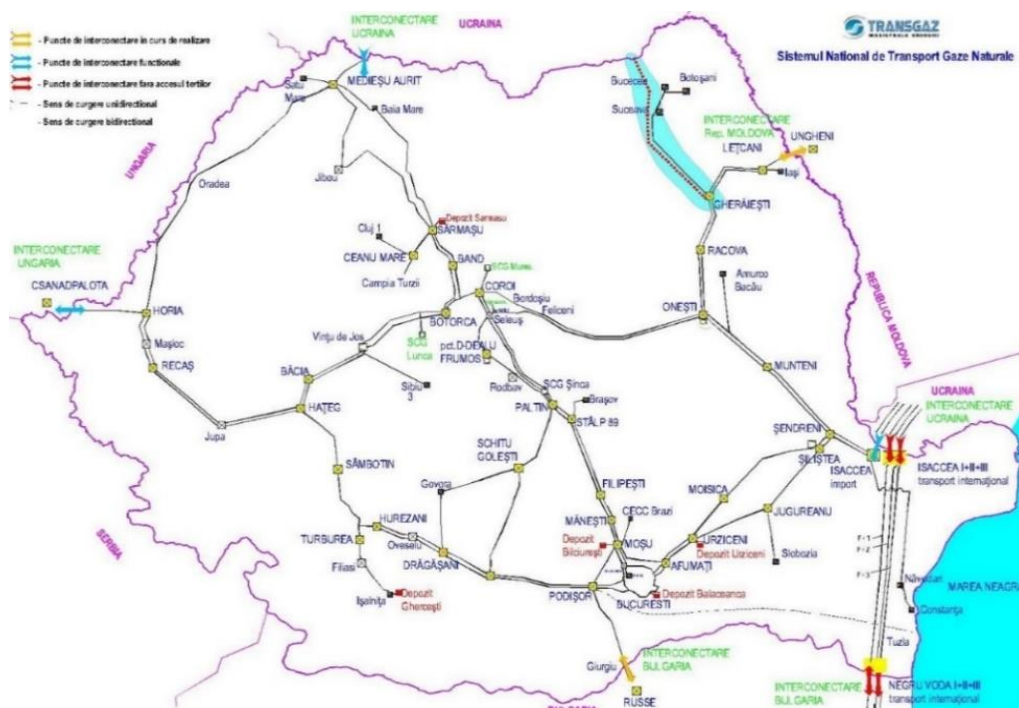
În cadrul Departamentului Proiectare Cercetare s-au finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic aferent obiectivului nou proiectat SMG Isaccea 1 și sunt în curs de elaborare studiul de fezabilitate și proiectul tehnic aferent obiectivului nou proiectat SMG Negru Vodă 1.

## Încadrare proiect în planuri internaționale

- TYNDP ENTSOG 2018: TRA-N-1277

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

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



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

## Descrierea proiectului:

Proiectul constă în:

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

## Calendarul estimat de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/ Data estimată de finalizare conform PDSNT 2018-2027	Stadiu/Data estimată de finalizare actualizat la data raportului
Studiu de fezabilitate	2018	finalizat
Studiu de fezabilitate	2018-2019	2019 - 2020
Proiectare	2019-2020	2020 - 2021
Achiziții publice (materiale și lucrări)	2021	2021
Construcție	2022-2024	2022 - 2024
Punere în funcțiune/începere operare	2025	2025

**Termen estimat de finalizare:** anul 2025

**Valoarea totală estimată a investiției:** 125 milioane EURO

## Stadiul proiectului

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



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

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

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

### 3.2. Accesare Fonduri Europene

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

- Identificarea surselor, fondurilor și programelor care pot finanța proiectele societății;
- Analiza condițiilor de eligibilitate și elaborarea propunerilor în vederea aprobării proiectelor eligibile și a investiției;
- Întocmirea dosarului Cererilor de finanțare și transmiterea acestuia către autoritățile finanțatoare;
- Întocmirea și transmiterea Cererilor intermediară și finală de plată a soldului;
- Monitorizarea implementării/post implementării proiectelor din perspectiva contractului de finanțare;
- Interfața cu partenerii de proiect și cu toți consultanții de specialitate, cu autoritățile naționale și internaționale competente, pe toată perioada implementării/post implementării proiectelor cu finanțare nerambursabilă;
- Colaborarea cu Autoritățile de Management și Organismele Intermediare, Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Economiei, Ministerul Energiei, Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun, Ministerul de Externe, Directoratele Generale de specialitate din cadrul Comisiei Europene precum și cu partenerii de proiecte, interni și externi

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

- urmărirea constantă a programelor de finanțare gestionate de structurile Comisiei Europene, site-urile acestora privind anunțurile deschiderii Call-urilor pentru depunerea de aplicații și site-ul Ministerului Fondurilor Europene (MFE) pentru prelucrarea informațiilor la zi și a instrucțiunilor în legătură cu fondurile nerambursabile;
- menținerea legăturii cu Autoritatea de Management a Programului Infrastructura Mare (POIM), cu scopul de a identifica posibilitățile de promovare a proiectelor TRANSGAZ din zona „eficienței energetice”, înaintându-se în acest sens propuneri, în vederea completării criteriilor de eligibilitate din Axa Prioritară 6 și 7 a Programului;
- întocmirea/transmiterea de informații către conducerea departamentelor/direcțiilor TRANSGAZ cu privire la oportunitățile de finanțare prin Programele de finanțare gestionate de Comisia Europeană și Organismele finanțatoare naționale, cu privire la condițiile și criteriile de accesare a fondurilor structurale, în vederea corelării prevederilor acestora cu programul de Dezvoltare–Cercetare al TRANSGAZ și promovării obiectivelor proprii de investiții, a proiectelor cu potențial de a obține finanțare nerambursabilă;
- întocmirea unei raportări anuale privind valoarea indicatorului de rezultat, respectiv “Capacitatea Sistemului Național de Transport al gazelor Naturale în punctele de interconectare”, în contextul implementării proiectelor finanțate prin Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM) și în vederea aplicării condiționalității generale

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

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

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

- întocmirea de rapoarte de progres, rapoarte de durabilitate și adrese, privind gestionarea proiectelor TRANSGAZ beneficiare de granturi Europene, documente care au fost transmise periodic Organismelor finanțatoare, în conformitate cu prevederile din Deciziile/Contractele de finanțare;
- întocmirea de informări cu privire la elementele sensibile constatate și implicațiile unor eventuale modificări ale reperelor aferente Contractelor de execuție lucrări, în corelare cu prevederile Deciziilor/Contractelor de finanțare;
- asigurarea asistenței, colaborării, furnizării de informații suplimentare, solicitate în urma diverselor forme de verificare/evaluare la care au fost supuse proiectele cu finanțare europeană nerambursabilă;

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

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

Transgaz a participat la a VII-a reuniune a Subcomitetului Sectorial ENERGIE aferent Comitetului de Monitorizare pentru POIM, cu prezentarea stadiului pregătirii proiectului "DEZVOLTĂRI ALE SNT ÎN ZONA DE NORD-EST A ROMÂNIEI ÎN SCOPUL ÎMBUNĂTĂȚIRII APROVIZIONĂRII CU GAZE NATURALE A ZONEI PRECUM ȘI A ASIGURĂRII CAPACITĂȚII DE TRANSPORT SPRE REPUBLICA MOLDOVA".

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

### **Activități ACER**

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

### **3.3 Cooperare Internațională**

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

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

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

### **BULGARTRANSGAZ EAD (Bulgaria):**

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

În anul 2016 s-au încheiat Acorduri de Interconectare pentru Punctele de Interconectare Ruse/Giurgiu și Negru Vodă I. Aceste acorduri prevăd procedurile de nominalizare, corelare și alocare a cantităților pe conductele de interconectare și stabilesc detaliile tehnice legate de operarea și exploatarea stațiilor de măsurare aferente celor două puncte și sunt guvernate de prevederile Regulamentului (UE) 703/2015 *de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date*.

Având în vedere faptul că pe teritoriul Bulgariei conductele de transport internațional Transit 2 și 3 se unifică, Transgaz și Bulgartransgaz au convenit asupra elaborării unui singur acord de interconectare la nivelul unui punct virtual de interconectare, PI Negru Vodă 2+3/Kardam. În acest sens, părțile sunt în proces de finalizare a text-ului Acordului de Interconectare, urmând să desfășoare consultări publice privind regulile comerciale care vor deveni parte integrantă din viitorul acord de interconectare.

### **FGSZ Ltd. (Ungaria):**

- *Proiectul „Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului de transport Bulgaria-România-Ungaria-Austria”:*
  - Părțile au menținut contactul pentru dezvoltarea coordonată a proiectului BRUA.
- *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Csanadpalota, în conformitate cu Codurile europene de Rețea (CAM, BAL, INT):*
  - în temeiul Acordului de Interconectare încheiat pentru Punctul de Interconectare Csanadpalota, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/703;
  - în temeiul Acordului de Afiliere OST la Platforma Regională de Rezervare a Capacității (RBP) pentru tranzacționarea capacității grupate și negrupate în punctele de interconectare transfrontalieră cu sistemele de transport gaze din Ungaria și Bulgaria, în conformitate cu *Regulamentul nr. 459/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013*.
- *Dezvoltarea Nodului Csanadpalota*
  - Părțile au menținut contactul în ceea ce privește dezvoltarea nodului Csanadpalota.
- *Actualizarea Acordului de Interconectare pentru Punctul de Interconectare (PI) Csanadpalota*
  - Părțile au menținut contactul în ceea ce privește actualizarea Acordului de Interconectare privind PI Csanadpalota.

### **UKRTRANSGAZ (Ucraina):**

- *Operarea în comun a Punctului de Interconectare transfrontalieră Isaccea 1* în temeiul Acordului de Interconectare încheiat în conformitate cu reglementările europene aplicabile. În prezent părțile sunt în proces de convenire a Actului adițional la acest Acord de Interconectare.

- *Operarea Punctului Virtual de Interconectare Isaccea 2,3/Orlovka.* Părțile sunt în proces de convenire a documentelor necesare pentru lansarea consultării publice a regulilor de afaceri care sunt parte integrantă din viitorul acord. Ca un prim pas în vederea încheierii unui Acord de Interconectare, în perioada 16.10-15.12.2017 a avut loc consultarea publică cu privire la regulile comerciale și procedurile de comunicare în cazul evenimentelor excepționale la proiectul Acordului de Interconectare pentru PVI Isaccea 2,3/Orlovka, în conformitate cu prevederile art. 4 din Reg. 703/2015.
- *Operarea Punctului de Interconectare transfrontalieră Medieșu-Aurit-Tekovo* - părțile sunt în proces de negociere a unui Acord de Interconectare.
- *Modernizarea SMG Isaccea 1 în calitate de stație de măsurare comercială* - SMG Isaccea 1 face parte dintr-un proiect de modernizare a stațiilor de pe conducta de tranzit T1 pentru asigurarea curgerii fizice bidirecționale a gazelor prin PI Isaccea 1 și PI Negru Vodă 1/Kardam.

#### **VESTMOLDTRANSGAZ (Republica Moldova):**

Prin decizia nr. 10 adoptată în ședința din 12.12.2017, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor Transgaz SA (AGEA) a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a unei societăți comerciale, ținând cont de condițiile care decurg din legislația moldoveană. În baza deciziei AGEA, la data de 18.12.2017, a fost înființată la Chișinău, Eurotransgaz SRL, având ca asociat unic SNTGN Transgaz SA din România. În îndeplinirea obiectului său de activitate, Eurotransgaz SRL a participat la concursul investițional privind privatizarea Vestmoldtransgaz. În data de 26 februarie 2018, Comisia pentru desfășurarea concursurilor de privatizare din Republica Moldova a anunțat rezultatul concursului prin care Eurotransgaz SRL a devenit câștigătorul acestei competiții. În data de 28 martie 2018 Eurotransgaz a semnat contractul de preluare a Vestmoldtransgaz Chișinău.

În intervalul de timp scurs între momentul semnării contractului de privatizare (28.03.2018) și data closing-ului, au fost depuse eforturi pentru îndeplinirea condițiilor suspensive și pregătirea Vestmoldtransgaz pentru faza operațională. În acest sens o echipă multidisciplinară a Transgaz a lucrat intens la pregătirea etapelor pre și postprivatizare, de reorganizare, de achiziție de lucrări și de implementare a proiectului prevăzut în contract.

A fost pregătită documentația de atribuire și se află în derulare procedura de achiziție a lucrărilor în vederea îndeplinirii obiectivului investițional asumat "Conducta de interconectare a Sistemului de Transport Gaze din România cu Sistemul de Transport Gaze din Republica Moldova, Faza II, pe direcția Iași - Ungheni – Chișinău".

#### **SRBIJAGAS (Serbia):**

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

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

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



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

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

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

### **Colaborarea cu alte companii din sectorul gazelor naturale:**

#### **Shipperi regionali de gaze naturale:**

##### **GAZPROM EXPORT (Federația Rusă):**

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

##### **BULGARGAZ (Bulgaria):**

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

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

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

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

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

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

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

structuri investiționale, respectiv:

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

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

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

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

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

### **EUSTREAM (Slovacia)**

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

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

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

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

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

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

- **Memorandumul de Înțelegere privind Abordarea și planul de acțiuni comune în ceea ce privește transportul bidirecțional de gaze naturale prin conductele transbalcanice în vederea depășirii provocărilor aferente diversificării și siguranței în aprovizionare (Memorandum-ul de Înțelegere privind Coridorul Trans-balcanic)**

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

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

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

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

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

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

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

În marja reuniunii Grupului CESEC la Nivel Înalt care a avut loc la București în data de 28 septembrie 2017, a fost de asemenea organizată, sub coordonarea DG ENER, la inițiativa Transgaz, prima întâlnire a operatorilor sistemelor de transport gaze naturale semnatare ai Memorandumului de Înțelegere menționat, pentru constituirea unor grupuri de lucru 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 - Eustream, Srbijagas, Ukrtransgaz și Vestmoldtransgaz.

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

SNTGN Transgaz S.A. a aderat de-a lungul timpului și și-a păstrat calitatea de membru în cadrul unor organisme naționale și internaționale de profil. Avantajele/beneficiile afilierii la aceste organizații sunt în principal: promovarea companiei și a obiectivelor și intereselor acesteia, accesul la informații actualizate în domeniul reglementărilor, politicilor, inovațiilor, standardelor și produselor în domeniul industriei gaziere, precum și participarea la diverse evenimente naționale și internaționale (conferințe, seminare, forumuri, simpozioane, etc.).

În cadrul Departamentului Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale sunt gestionate majoritatea relațiilor de colaborare cu organizații la care Transgaz s-a afiliat

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

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

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

## **Reprezentanța Transgaz la Bruxelles**

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

- promovarea intereselor Transgaz – s-au fost obținute date privind eventuale aspecte ce pot avea impact asupra activității companiei;
- identificarea și semnalarea către Transgaz a unor evenimente/activități organizate la Bruxelles într-o perspectivă de timp pe termen scurt și mediu, relevante pentru companie pe linie de informare/documentare, promovarea intereselor/imaginii companiei și networking;
- studiu individual (materiale/analize publicate de COM/PE/CE privind domeniul energiei/gazelor naturale/infrastructurii de transport gazier la nivel european/proiecții de viitor în plan geopolitic și geostrategic relevante pentru companie);
- asigurarea asistenței delegațiilor Transgaz aflate la Bruxelles pentru a participa la diferite activități/evenimente;

- organizarea activităților desfășurate la sediul reprezentanței;
- participare activă la toate workshop-urile organizate de GIE în vederea reprezentării intereselor companiei în ceea ce privește infrastructura europeană de gaze;
- dezvoltarea relațiilor cu alți Operatori de Sisteme de Transport prezenți la Bruxelles;
- întreprinderea și soluționarea de acțiuni pe linie administrativă.

## Reprezentanța Transgaz la Chișinău

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

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

În paralel, activitatea reprezentanței a constat în susținerea demersurilor SRL Eurotransgaz din Republica Moldova (subsidiara SNTGN Transgaz SA) în îndeplinirea obiectului de a participa cu succes la concursul investițional de privatizare al Întreprinderii de Stat Vestmoldtransgaz. Ca urmare, în data de 26 februarie 2018, Comisia pentru desfășurarea concursurilor de privatizare din Republica Moldova a anunțat rezultatul concursului prin care Eurotransgaz SRL a devenit câștigătorul acestei competiții. În data de 28 martie 2018 SRL Eurotransgaz a semnat contractul de preluare a Vestmoldtransgaz Chișinău.

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

### **Relațiile de colaborare cu ministerele de resort.**

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

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

### 3.4. Acorduri de Interconectare

Acordurile de Interconectare încheiate în perioada 2013 -2016:

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

În perioada 2017-2018 au fost încheiate următoarele acte adiționale:

- Actul adițional nr. 2/25.01.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Negru Vodă 1/Kardam** (privind aplicarea zilei gaziere 08:00-08:00 în PI Negru Vodă 1/Kardam până la 01.10.2017);
- Actul adițional nr. 2/23.02.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.05.2017);
- Actul adițional nr. 3/28.04.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.07.2017);
- Actul adițional nr. 4/23.09.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.10.2017);
- Actul adițional nr. 5/28.09.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.01.2018);
- Actul adițional nr. 6/27.12.2017 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.07.2018).
- Actul adițional nr. 7/22.06.2018 la **Acordul de Interconectare pentru PI Isaccea 1** (privind suspendarea aplicării regulilor de afaceri în PI Isaccea 1 până la 01.01.2019).

### 3.5. Retehnologizare și automatizare - SCADA

În vederea menținerii/îmbunătățirii calității și eficienței activității operaționale în cadrul SNTGN Transgaz S.A. a fost implementat **Sistemul de comandă și achiziție date - SCADA**. Perioada de garanție a proiectului SCADA s-a terminat la data de 30.11.2018.

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

- asigurarea transmiterii în timp real a parametrilor tehnologici (presiune, debit, temperatură, calitate gaze, putere calorică) la nivelul tuturor dispeceratelor naționale și teritoriale;
- exportul valorilor tehnologice într-o nouă bază de date în vederea satisfacerii cerințelor de comunicare internă/externă conform procedurilor/prevederilor/acordurilor încheiate la nivelul Societății;
- îmbunătățirea capacității TRANSGAZ de a controla și reacționa rapid și eficient la orice risc potențial de întrerupere a activității contribuind la creșterea siguranței operării sistemului național de transport gaze naturale;



- asigurarea condițiilor necesare oferirii serviciilor de transport gaze naturale pe termen scurt în punctele de intrare/ieșire în/din sistemul național de transport și derulării contractelor aferente acestui tip de servicii, conform cerințelor Regulamentului (CE) nr. 715/2009.

**Pentru extinderea sistemului SCADA se urmărește:**

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

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

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

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

Punct de interconectare	Situație	
	Integrare locală a parametrilor tehnologici la nivelul SMG	Integrare SCADA a parametrilor tehnologici
SMG Horia	Finalizat.	Finalizat.
SMG Csanádpalota	Finalizat.	Finalizat.
SMG Giurgiu	Finalizat.	Finalizat.
SMG Ruse	Finalizat ( <i>parametrii tehnologici sunt prezenți și în SMG Giurgiu</i> ).	Finalizat
SMG Negru Vodă	Finalizat.	Finalizat.
SMG Kardam	Finalizat ( <i>parametrii tehnologici sunt prezenți și în SMG Negru Vodă</i> ).	Nu există solicitare.
SMG Medieșu Aurit	Finalizat.	Finalizat.
SMG Isaccea	Finalizat.	Finalizat.
Centru automatizare Iași-Ungheni: NT LEȚCANI	Finalizat.	Finalizat.
Centru automatizare Iași-Ungheni: NT UNGHENI	Finalizat ( <i>parametrii tehnologici sunt prezenți în Centrul de Automatizare din Sector Iasi și în NT Lețcani</i> ).	În analiză.

În anul 2018 s-au desfășurat o serie de activități în vederea menținerii, dezvoltării și modernizării Sistemului Național de Transport Gaze Naturale conform conceptului de rețea inteligentă (SCADA), pentru asigurarea compatibilității operării acestuia cu sistemele de transport similare europene în vederea integrării în piața unică europeană

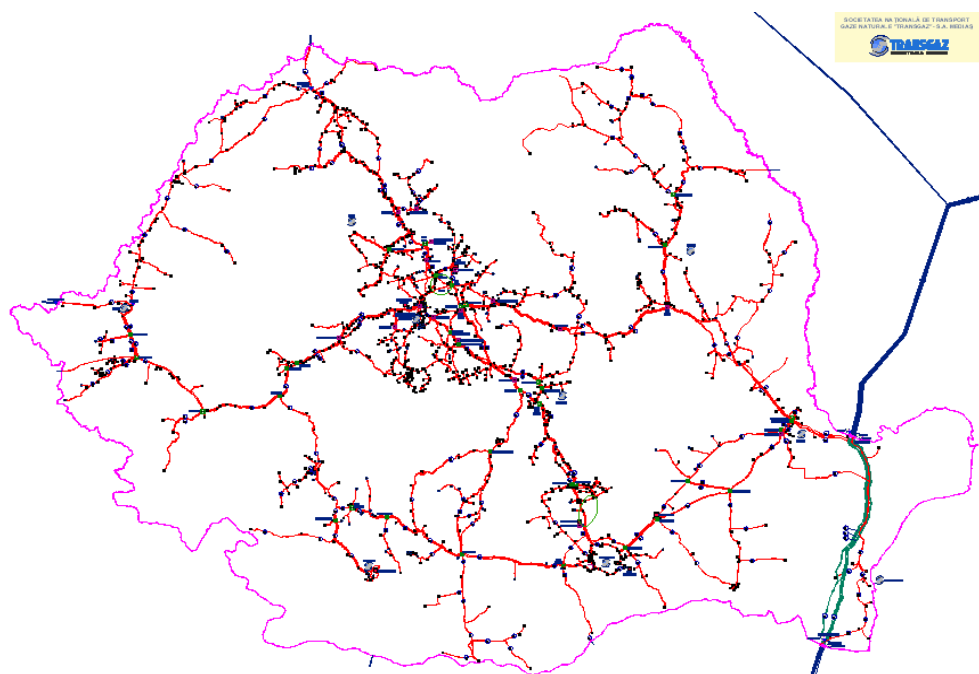
### 3.6 Activitatea de operare, dezvoltare, reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță a SNT

#### 3.6.1 Principalele componente ale infrastructurii SNT

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport gaze naturale la 31.12.2018:

Denumire obiectiv/componentă SNT	U.M.	Valoare
Conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare cu gaze naturale, din care conducte de transport internațional	km	13.381 553
Stații de reglare măsurare (SRM) în exploatare	buc	1.130 (1.237 direcții măsurare)
Stații de comandă vane (SCV, NT)	buc	58
Stații de măsurare a gazelor din import (SMG)	buc	5
Stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG)	buc	6
Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3
Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1.039
Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	902

**Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2018**



**Figura 13-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale**

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

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

### Descrierea și analizarea gradului de uzură al obiectivelor SNT

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

Durata de funcționare	Conducte de transport (km)	Racorduri de alimentare (km)	Număr Direcții Stații de Reglare Măsurare
> 40 ani	6.628	350	149
Între 30 și 40 ani	2.001	164	60
Între 20 și 30 ani	692	302	252
Între 10 și 20 ani	1.505	859	575
< 10 ani	760	120	201
<b>TOTAL</b>	<b>11.586</b>	<b>1.795</b>	<b>1.130 SRM-uri (1.237 direcții de măsurare)</b>
	<b>13.381</b>		

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

Se observă că în ceea ce privește conductele de transport gaze naturale, din cei **13.381 km** aflați în exploatare, cca. **81% au o durată de funcționare efectivă mai mare de 20 de ani**, apropiată de durata lor normală de funcționare. Diagnosticările efectuate până în anul 2018 (inclusiv) cu PIG-ul inteligent pentru cca. **2.726 km (4.432 km** ținând seama de inspecții multiple) pun în evidență niveluri destul de ridicate ale defectelor materialului tubular, cauzate în principal de durata mare de funcționare a conductelor.

În cursul anului 2018 s-au efectuat inspecții cu PIG inteligent pe un total de 625 km de conducte și anume: conducta 40" Isaccea – Negru Vodă, TRANZIT1 având lungimea de 183 km, conducta 28" Medieșu Aurit – Sărmășel având lungimea de 208 km, conducta 24" Band-Crăciunel având lungimea de 83km, conducta 24" Crăciunel-Băcia având lungimea de 83km și conducta 20" Giurgiu – Podișor având lungimea de 67Km. Au fost efectuate curățiri interioare pe 23 de conducte cu o lungime totală de **2021 km**. Un procent de 79,4% din conductele de transport gaze naturale au izolația pasivă realizată printr-un sistem pe bază de bitum, ceea ce duce și la creșterea consumului de energie electrică înregistrat la cele **1.039** stații de protecție catodică a conductelor.

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

*Predarea gazelor* către distribuitori și consumatori finali se face prin **1.237** de SRM-uri (direcții de măsurare), **49** de SRM-uri (direcții de măsurare) fiind inactive temporar/în conservare.

Stațiile de Reglare Măsurare Gaze sunt cuprinse în programele de modernizare/reabilitare pentru a fi integrate într-un sistem de comandă și supraveghere automată SCADA. Din cele **1.237** SRM-uri (direcții de măsurare) aflate în exploatare, un număr de **948** sunt avute în vedere pentru implementarea sistemului SCADA.

Capacitatea de comprimare este asigurată de **3** stații de comprimare gaze, amplasate pe principalele direcții de transport. În vederea asigurării continuității activităților de mentenanță ale celor trei stații de comprimare în anul 2018 s-au încheiat contracte de servicii pentru:

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

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

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

Odorizarea gazelor este asigurată printr-un număr de **902** instalații de odorizare din care **599** sisteme sunt de tip nou, prin eșantionare și prin injecție asigurând o odorizare optimă a gazelor transportate. Din cele **599** sisteme moderne, un număr de **36** sunt de tip centralizat–deservind mai multe puncte de livrare. **303** sisteme de tip „prin evaporare/picurare” sunt sisteme care nu pot asigura o odorizare continuă și controlată putând duce la situații de sub sau supra odorizare și implicit la consumuri crescute de odorant. Dintre acestea **14** instalații sunt de tip centralizat.

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

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

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

### **Puncte de interconectare transfrontalieră**

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

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

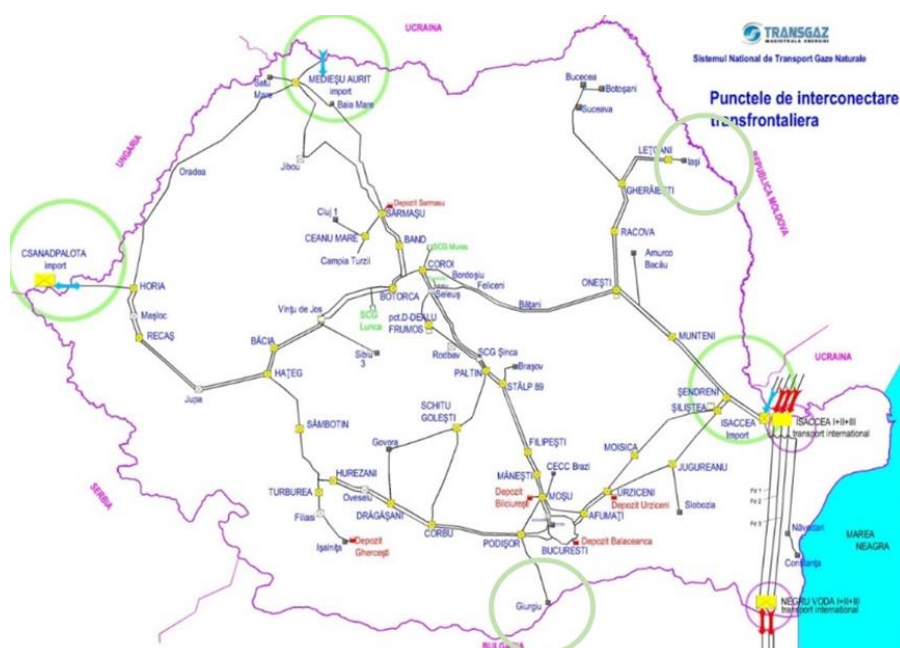


Figura 14-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT

### 3.6.1.1. Infrastructura de transport gaze naturale a VESTMOLDTRANSGAZ

Sistemul de Transport gaze naturale a VESTMOLDTRANSGAZ SRL este reprezentat de ansamblul de conducte magistrale, precum și de instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, utilizate la presiunea de 55 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale importate din România, prin interconexiunea existentă și transportul acestora în vederea livrării către participanții de pe piața internă de gaze naturale, etc.

Componentele sistemului de transport gaze naturale ale VESTMOLDTRANSGAZ SRL, prezentate Tabelul 10, au fost transmise la deservire tehnică, de către Ministerul Economiei al Republicii Moldova în baza Contractului de predare-primire Nr. 13/3-104 din 29.12.2014. Capacitatea de transport este de 1,5 miliarde de m<sup>3</sup>N/an, ceea ce, teoretic, ar putea acoperi integral necesitățile de consum ale Republicii Moldova (fără unitățile administrativ-teritoriale din stânga fluviului Nistrului).



Figura 15- Harta Republicii Moldova cu principalele interconexiuni de transport al gazelor naturale

Nr Crt	Denumirea obiectului	Unitatea de măsură	Caracteristica obiectului			Anul dării în exploatare
			Diametrul (mm)	Pres, MPa	Lungimea, km/ cantit.	
1	2	3	4	5	6	7
1	Conductă magistrală subtraversare râul Prut	km	508	5,5	0,272	2014
2	Conductă magistrală platforma B – platforma A	km	508	5,5	0,58	2014
3	Conductă magistrală platforma A – platforma C	km	530	5,5	9,78	2014
4	Conductă magistrală platforma C – punct de conectare	km	219	5,5	0,068	2014
5	Platforma B „Nod de robineti”	buc	500	5,5	1	2014
6	Platforma A „Stație Măsurare Gaze”	buc	500/300	5,5	1	2014
7	Platforma C „Nod de robineti”	buc	500/200	5,5	1	2014
8	Rețele de aprovizionare cu energie electrică	buc			2	2014
9	Stație de protecție catodică	buc			2	2014
10	Platforma D „Drum de acces spre SMG”	buc			1	2014
11	Fibra optică r. Prut – SMG (platforma A)	buc			1 (580 m)	2014

**Tabel 10-** Componentele principale ale sistemului de transport al gazelor naturale

Componentele sistemului de transport gaze naturale sus-enumerate au fost construite cu asistență tehnică și financiară a României, Uniunii Europene și a Bugetului de Stat al Republicii Moldova.

Pe lângă toate componentele descrise în tabelul de mai sus, la data de 31 mai 2017, în baza Hotărârii Guvernului Nr. 1348 din 14.12.2016, VESTMOLDTRANSGAZ SRL a finalizat și construcția Centrului de automatizare și dirijare, parte componentă a fazei I de construcție a complexului de transport gaze Iași-Ungheni.

### Starea tehnică a infrastructurii și gradul de uzură

O analiză asupra principalelor obiective deservite de VESTMOLDTRANSGAZ SRL, din perspectiva perioadei de funcționare se prezintă astfel:

Componentele sistemului	Anul dării în exploatare	Notă
Conducte de transport (10,4 km)	2014	În stare excelentă de funcționare – integrate într-un sistem de automatizare și dirijare
Stație de măsurare gaze (1)	2014	
Nodul de robineti (2)	2014	
Stație de protecția catodică (2)	2014	
Centrul de automatizare și dirijare (1)	2017	Nou construit – la garanția antreprenorului

**Tabel 11-** Analiza principalelor obiective din perspectiva duratei de funcționare



Starea tehnică a sistemului de transport gaze naturale se menține la nivel corespunzător ca urmare a faptului că exploatarea se desfășoară la timp în contextul unui sistem de mentenanță preventiv, planificat și corectiv fiind susținut de programele investiționale de dezvoltare și modernizare.

Punerea în funcție a Centrului de automatizare și dirijare a avut efecte pozitive asupra securității și eficienței sistemului de transport gaze naturale prin asigurarea:

- achiziției și păstrării tuturor informațiilor cu privire la transportul gazelor naturale;
- supravegherii regimurilor de presiune și temperatură, video, efracție și incendiu;
- achiziției de date privind integritatea conductei, generarea rapoartelor de alertă;
- supravegherii stațiilor de protecție catodică și a locațiilor de monitorizare a coroziunii de pe traseul conductei;
- comenzii de la distanță a instalațiilor de automatizare pentru stațiile de protecție catodică, nodurilor de robinete, etc.

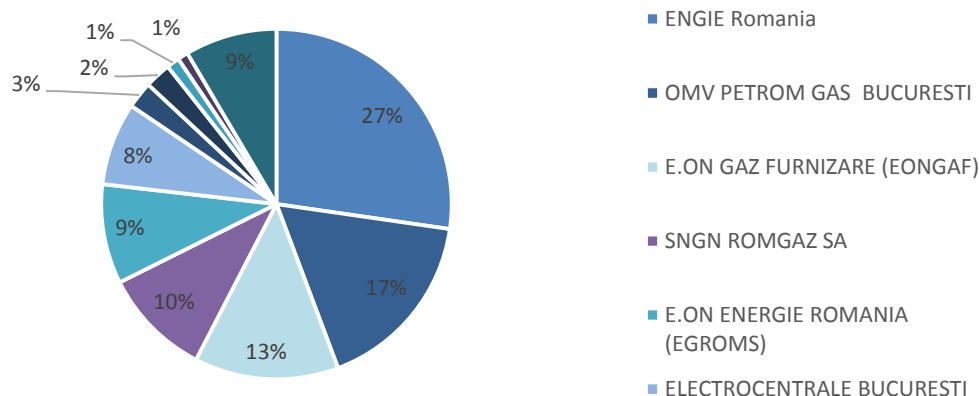
### 3.6.2. Activitatea de operare

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

În perioada **1 octombrie 2018–31 decembrie 2018** tarifele reglementate pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale prin SNT au fost stabilite pe baza **Ordinului ANRE nr. 98/29 mai 2018**, privind aprobarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport. **Serviciul transport intern gaze naturale** asigură îndeplinirea obligațiilor Transgaz de a oferi utilizatorilor rețelei servicii de acces la SNT pe baza unor condiții și clauze contractuale echivalente, nediscriminatorii și transparente.

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

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



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

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

Total contracte pe SNT în perioada ianuarie-decembrie 2018:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	83	154	358	81	<b>676</b>

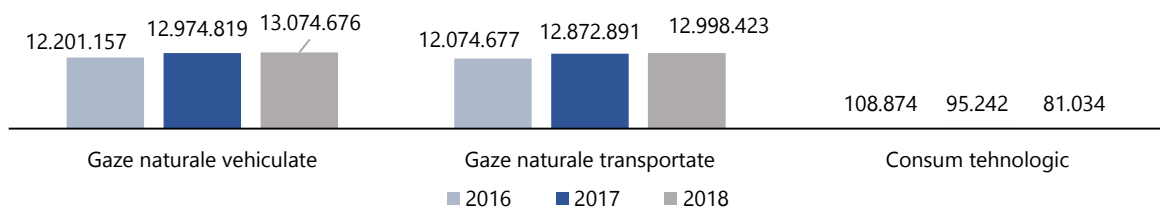
Total contracte în punctele de interconectare încheiate pe RBP în perioada ianuarie-decembrie 2018:

Tip contract	Anual	Trimestrial	Lunar	Zilnic	Total
Nr. contracte	7	16	37	112	<b>172</b>

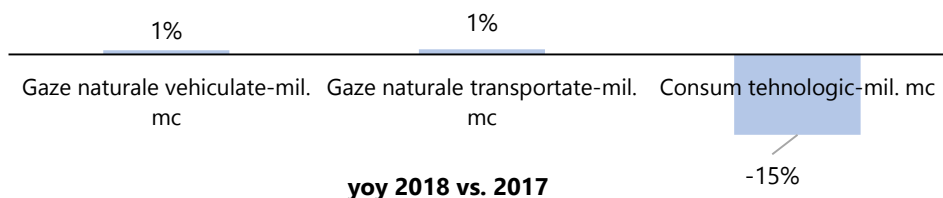
Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate prin Sistemul Național de Transport gaze naturale (SNT) precum și a consumului tehnologic, în perioada 2016-2018, este următoarea:

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

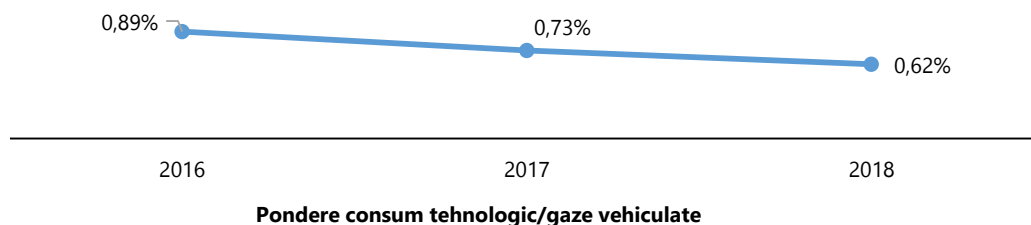
Tabel 12- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic în perioada 2016-2018



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



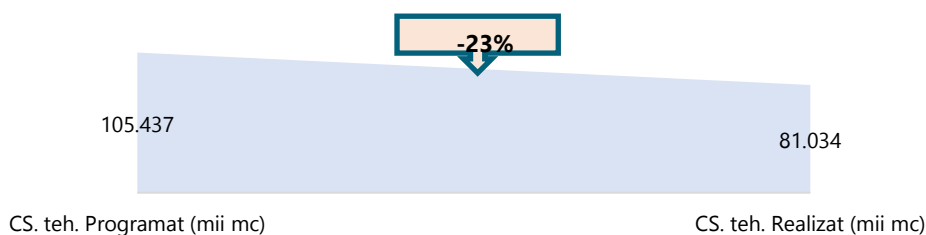
**Grafic 12-** Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic 2018 vs. 2017



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

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

**Tabel 13-** Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2016-2018



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

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

### 3.6.3. Politica de investiții

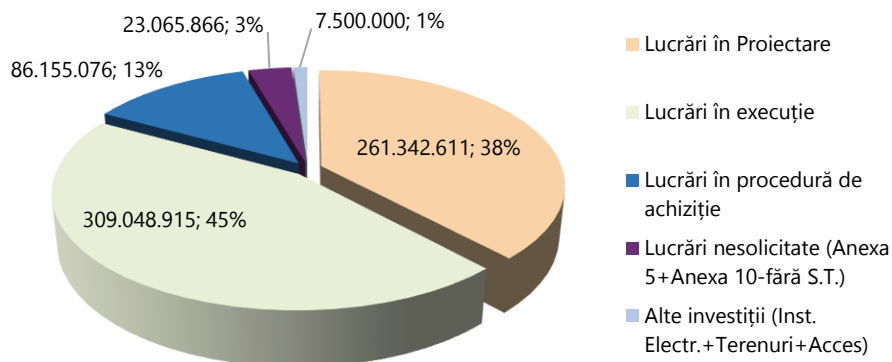
#### Programul de modernizare și dezvoltare investiții

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

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

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

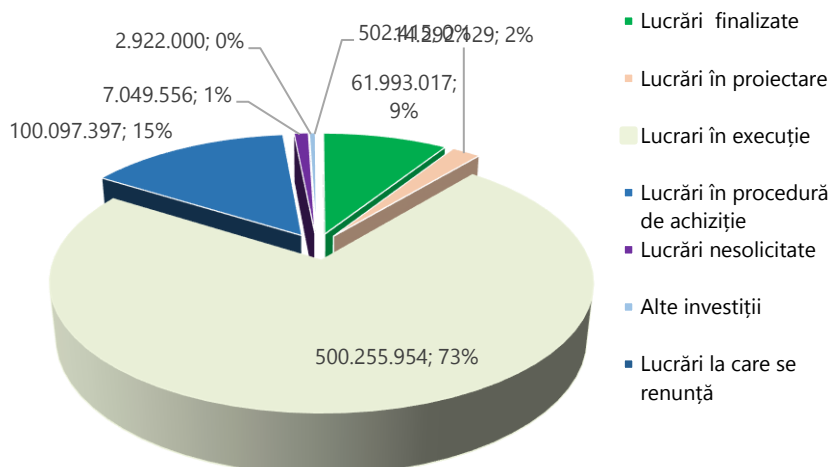
### STADIU PMDI IANUARIE 2018



Grafic 15-Stadiu PMDI -ianuarie 2018

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

### STADIU PMDI DECEMBRIE 2018



Grafic 16-Stadiu PMDI-decembrie 2018

#### Principalele lucrări aflate în execuție:

- Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria (BRUA)
  - lucrări de execuție Stații de Comprimare (Podișor, Bibești, Jupa);
  - lucrări de execuție conductă (Faza 1);
  - lucrări de automatizare și securizare conductă
- înlocuirea instalațiilor tehnologice la SRM Timișoara I;
- conducta de racord DN700 SRM SIDEX GALATI;
- SRM Ișalnița;
- SRM Dej II;
- conducta de transport gaze DN700 Gănești-Idrifaia-Coroi

- lucrări privind punerea în siguranță traversare aeriană pârâu Vețca cu conducta DN600 Coroi-Bordoșiu, zona Bordoșiu;
- apărare mal pe conductele DN500 Botorca-Arad și Coroi-Maşloc, zona Zeicani;
- nod tehnologic Moisica-automatizări;
- lucrări privind punerea în siguranță racord de alimentare cu gaze naturale SRM BRĂILA, zona Ferma Agricolă;
- montare gări de primire/lansare godevil la posada pentru conductele Ø20" Stâlp 89 - Posada și Ø20" Posada – Moșu;
- conducta de transport gaze Ø20" Craiova - Segarcea - Băilești - Calafat, et.I, tr. Craiova – Segarcea
- subtraversare rău Olt cu conducta ø 12" Drăgășani - Caracal (racord alimentare cu gaze a mun. Caracal)
- conducta de transport gaze Ø12" Mintia - Brad - stei, et.I Mintia – Brad
- interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 si reverse flow Isaccea

#### **Principalele lucrări finalizate în 2018 sunt:**

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

#### **Principalele lucrări aflate în procedură de achiziție sunt:**

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

- conducta de transport gaze DN400 Vaslui - Iași (tr. Vaslui - Mogoșești) - reîntregire în zona pădurii Bârnova
- conducta de transport gaze DN600 Mașloc - Recaș - etapa I, (partea II - zona prin fond forestier)

**În realizarea unor obiective de investiții se întâmpină încă greutăți, cum ar fi :**

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

**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 unele zone mai dificile, din punct de vedere al obținerii acordurilor de la proprietarii de terenuri sau la solicitarea administrațiilor locale, s-a luat decizia de reproiectare a traseului conductei sau a soluțiilor tehnice de realizare a construcției;
- pentru zonele din fond forestier pentru care nu s-a obținut avizul ROMSILVA, în urma modificării legislației în domeniu, urmează a fi reluate discuțiile în vederea soluționării divergențelor apărute la traversarea acestor zone.

### 3.6.4 Politica privind mentenanța SNT

#### Programul de reparații, reabilitare și asigurare a serviciilor de mentenanță

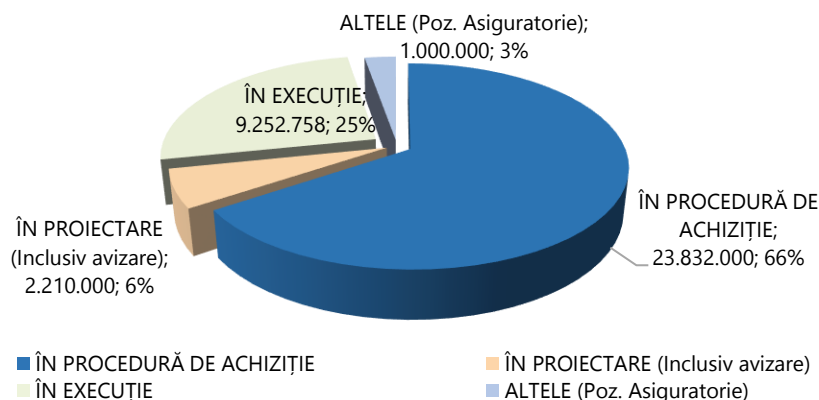
**Programul de Reparații, Reabilitare și Asigurare a Serviciilor de Mentenanță pe anul 2018** are o valoare alocată de **70.770.845 lei** din care 39.319.676 lei pentru *Lucrările de reparații și reabilitare a SNT* și 31.451.169 lei pentru *Servicii de asigurare a mentenanței SNT*.

#### A. Lucrările de reparații și reabilitare a SNT

Din valoarea totală bugetată a lucrărilor de reparații și reabilitare a SNT, în **luna ianuarie 2018**, **lucrările în execuție reprezentau 25%**, lucrările în proiectare 6%, cele mai multe poziții de buget fiind în stadiu procedural de achiziție 66% după cum se poate observa din histograma de mai jos:



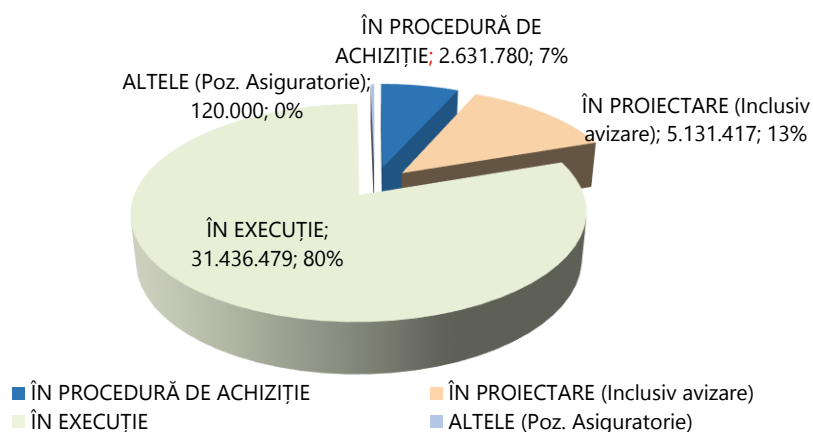
### PRRASM 2018-Reparații și Reabilitări SNT Ianuarie 2018



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

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

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



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

#### Principalele contracte încheiate în anul 2018 sunt:

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

**Proiecte tehnice finalizate în anul 2018:**

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

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

- lipsa sau expirarea avizelor necesare obținerii Autorizației de Construire pentru următoarele obiective (cauzate de termenul procedural de desfășurare a achizițiilor publice, respectiv nu poate fi demarată procedura de achiziție fără AC, iar până la finalizarea procedurii expiră avizele/AC), pentru obiectivele:
  - Conducta Ø6" racord alimentare ELSID Titu;
  - Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș Brasov et. I-a);
  - Conducta Ø28" Seleuș Cristur Batani etapa 2B (jud. Harghita);
  - Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
- probleme cu acordurile proprietarilor de teren pentru următoarele obiective:
  - Conducta Ø6" racord alimentare ELSID Titu;
  - Conducta Ø28" Seleuș Cristur Batani etapa 2B (jud. Harghita);
  - Conducta Ø24" Paltin Schitu-Golești (Argeș -Brasov et. I-a);
  - Conducta de transport gaze Ø48" Isaccea-Negru Vodă-TRANZIT 3.
- necesitatea aplicării prevederilor OUG 79/2017 a dus la îngreunarea desfășurării și decontării lucrărilor pentru unele obiective aflate în execuție:
  - Conducta Ø20" Șendreni-Albești (jud. Brăila);
  - Conducta Ø28" Inel București tronson SRM Măgurele-SRM Linde Gaz;
  - Conducta Ø28" Seleuș-Cristur-Batani etapa 2C (jud. Covasna).
- necesitatea reproiectării unor lucrări (în urma schimbării normativelor)/ refacere documentații:
  - Conducta Ø12" ocolire oraș Piatra Neamț, zona baraj hidro;
  - Reparații traversări aeriene (acorduri cadru/2 ani).
- refuzul executanților de a semna contractul sau renunțarea de către executanți la o parte din lucrări:
  - Traversare aeriană râu Vișa cu conducta Ø 10"-12" racord PM Soala, zona Agârbiciu;
  - Conducta Ø20" Botorca-Arad, zona Zeicani;
  - Conducta Ø20" Onești-Racova-Gherăiești fir II.

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

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

## B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT

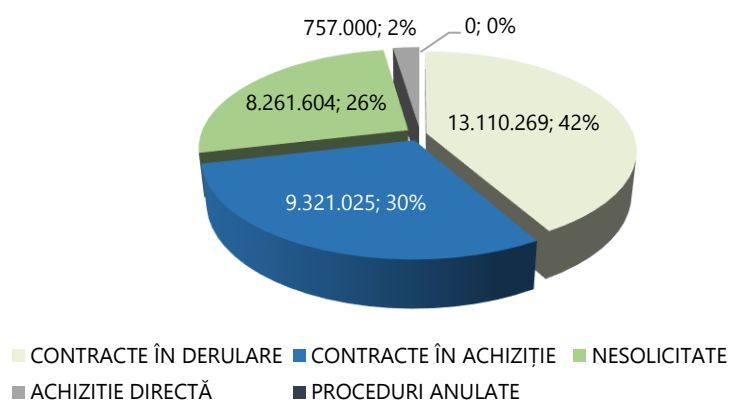
Cap. B. Servicii de Asigurare a Mentenanței SNT al PRRASM cuprinde o proiecție bugetară a nevoilor de servicii externe pentru asigurarea mentenanței (întreținere, reparații, service, facilități logistice, etc.). De regulă, aceste servicii completează ansamblul activităților mentenabile și utilizarea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

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

Bugetul alocat Serviciilor de Asigurare a Mentenanței SNT este de **31.449.898 lei**, procentual reprezentând **44,4 %** din valoarea totală a Programului de Mentenanță .

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

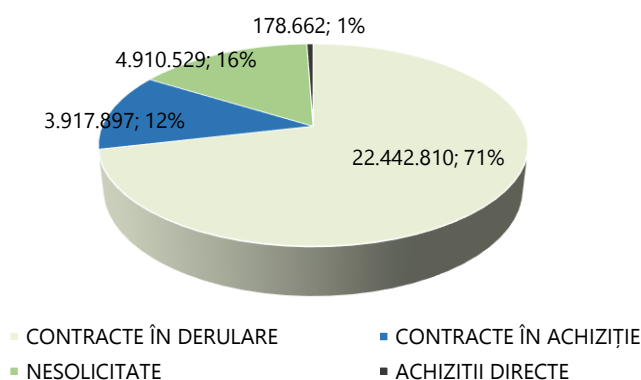
**PRRASM 2018-Servicii de asigurare a mentenanței SNT  
IANUARIE 2018**



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

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

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



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

### Principalele contracte încheiate în anul 2018:

- Servicii de diagnosticare conducte godevilabile;
- Servicii de revizii și reparații la SRM-uri și instalații de odorizare;
- Servicii de inspecție cu PIG inteligent a conductei Isaccea-Negru Vodă-Tranzit 1;
- Servicii de verificare automatizare și linii de vibrații la Stații de comprimare;
- Servicii de instrumentație, revizii, reparații, etalonare, verificări reglementate( BRML) , pentru sistemele de măsurare și verificări cantitative și calitative a gazelor naturale;
- Servicii de revizii și întreținere pentru parcul auto;

### 3.6.5 Investițiile și mentenanța - VESTMOLDTRANSGAZ

Conform Planului de Afaceri al Vestmoldtransgaz (VMTG), principalele obiective pentru următorii 3 ani sunt:

- construcția rețelei de transport Ungheni – Chișinău, a două stații de predare a gazelor naturale amplasate în municipiul Chișinău și a unei stații de predare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni, localitatea Semeni;
- dotarea cu mobilier și tehnică de birou necesară pentru Centrul de dispecerat și dirijare la SP Ghidighici;
- dotarea cu mașini, mecanisme/echipamente și utilaje specializate,

și în perspectivă:

- construcția rețelei de transport gaze naturale cu DN 500 pe segmentul Ungheni – Bălți, cu conectarea în rețeaua de transport din Nordul republicii „Ananiev-Cernăuți-Bogorodicieni”;
- construcția stației de Comprimare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni.

Conform Strategiei energetice a Republicii Moldova până în anul 2030, în contextul asigurării securității aprovizionării cu gaze naturale prin diversificarea căilor și surselor de aprovizionare, a tipurilor de purtător (gaz convențional, neconvențional, gaz natural lichefiat) și prin depozite de stocare, concomitent cu consolidarea rolului Republicii Moldova de culoar de tranzit al gazelor naturale (Hotărârea Guvernului nr. 102 din 05.02.2013, Monitorul Oficial nr.27-30/146 din 08.02. 2013), Republica Moldova are ca scop implementarea unui cadru legislativ, instituțional și operațional care să contribuie la siguranța aprovizionării cu gaze naturale.

Elementul de flexibilitate ce contribuie la siguranța aprovizionării cu gaze naturale, pe care Guvernul Republicii Moldova îl are în vedere este diversificarea surselor de aprovizionare a gazelor naturale. Se urmărește îmbunătățirea interconexiunilor de transport gaze naturale cu scopul de a oferi căi alternative de aprovizionare, un număr mai mare de furnizori alternativi și o evaluare/exploatare mai bună a rezervelor existente în Republica Moldova.

Din punctul de vedere al căilor de aprovizionare, Republica Moldova are doar două țări vecine, care pot furniza fluxuri de gaze naturale de la una sau mai multe surse de aprovizionare.

Este deci oportună implementarea proiectelor care să vizeze interconexiunea sistemelor de transport cu țările vecine, fapt care va reduce dependența de gaze naturale de singurul furnizor, Federația Rusă și va crea noi posibilități de transport și stocare a gazelor naturale.

Pentru aceasta se planifică dezvoltarea interconectorului Iași – Ungheni, în flux reversibil, pe tronsonul Ungheni-Chișinău. Republica Moldova și România au semnat un Memorandum de Înțelegere cu privire la proiectarea și construcția conductei.

Rețeaua de transport gaze naturale Iași-Ungheni (Faza I a Proiectului de interconexiune) dată în exploatare la 27 august 2014, are ca scop integrarea Republicii Moldova în Proiectele de infrastructură energetică ale Uniunii Europene (UE).

**Rețeaua de transport gaze naturale Ungheni-Chișinău** reprezintă faza finală a proiectului major de conectare a municipiului Chișinău (Faza II a Proiectului de interconexiune), cel mai mare consumator de gaze naturale din țară, cât și a întregii țări prin accesul la rețelele de transport gaze naturale Ananiev-Cernăuți-Bogorodicieni (ACB) prin Rîbnița-Chișinău, Razdelinaia – Izmailși Șebelinka – Dnepropetrovsk – Krivoi Rog – Ismail (RI și ȘDKRI) prin Tocuz – Căinari – Mereniși Odessa – Chișinău.

### 1. Extinderea Interconectorului Iași – Ungheni – Chișinău (Faza II)

#### Scopul proiectului:

Proiectul face parte din interconexiunea România – Republica Moldova, în cadrul căreia a fost construit Interconectorul transfrontalier Iași – Ungheni.

În condițiile în care exporturile de gaze prin interconectorul Iași-Ungheni, sunt insignifiante din cauza parametrilor tehnici și configurației existente a sistemului de transport gaze din Republica Moldova ce permit preluarea unor debite de gaze ne semnificative, iar pe teritoriul României se va construi o nouă infrastructură de transport pentru ca gazele naturale, extrase din platoul continental românesc al Mării Negre să ajungă peste Prut (*Proiect de dezvoltare a sistemului de transport gaze al României pe culoarul Nord-Est*) este necesară realizarea unor dezvoltări suplimentare în sistemul de transport gaze naturale al Republicii Moldova.



**Figura 16-** Schema rețelelor de gaze a Republicii Moldova cu extinderea interconectorului Iași-Ungheni-Chișinău (Faza II)

#### Descrierea proiectului:

Proiectul constă în:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale Ungheni – Chișinău DN 600, PN 55 bar, L=120 km;

- trei stații de predare a gazelor naturale (două în Chișinău și una în Ungheni, localitatea Semeni);
- dotarea centrului de dispecerizare și dirijare de la Ghidighici.

Capacitatea rețelei de transport a fost estimată în cadrul Studiului de Fezabilitate, studiu care a fost realizat la solicitarea (BERD) finanțatorului proiectului, pentru determinarea oportunității oferirii finanțării, viabilității economice a investiției din perspectiva rambursării creditului.

Conform pct. 10.2.5.1. din studiu, capacitatea rețelei de transport gaze naturale, inițial era definită la 175.000 m<sup>3</sup>N/h, mai târziu în rezultatul construcției a două stații de comprimare a gazelor naturale pe teritoriul României, capacitatea a fost stabilită de 250.000 m<sup>3</sup>N/h.

Tododată, conform datelor incipiente ale proiectului, care este în curs de elaborare SP Semeni este proiectată la capacitatea de **10.000** m<sup>3</sup>N/h, SP Ghidighici va avea capacitatea de **60.000** m<sup>3</sup>N/h, iar SP Tohatin va avea capacitatea de **180.000** m<sup>3</sup>N/h.

Nodul de evidență bidirecțional care va fi conectat la rețeaua de transport al gazelor naturale Rîbnița–Chișinău și la rețeaua de transport al gazelor naturale Odesa - Chișinău, este proiectat la capacitatea de **250.000** m<sup>3</sup>N/h. Rețeaua de transport al gazelor naturale planificată Ungheni - Chișinău nu asigură securitatea furnizării gazelor naturale a întregii țări.

Debitul anual planificat de 1,5 miliarde m<sup>3</sup>N/an este suficient, însă capacitatea maximă (250.000 m<sup>3</sup>N/h) nu este suficientă, deoarece consumul de vârf în țară este de ordinul a 350.000 m<sup>3</sup>N/h. În noiembrie, decembrie, ianuarie și februarie, de obicei, consumul total de vârf al țării poate depăși 250.000 m<sup>3</sup>N/h.

Din martie până în octombrie capacitatea rețelei de transport gaze naturale depășește în mod clar cererea, dar deoarece nu există instalații de stocare a gazelor naturale în Republica Moldova, ele nu pot fi depozitate pentru consum ulterior în lunile de iarnă.

### Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etape de dezvoltare	Stadiu/Data estimată de finalizare
Studiu de fezabilitate	finalizat
Proiect tehnic	2019
Obținerea autorizațiilor de construire	2018
Luarea deciziei finale de investiție	2018
Construcție	2019
Punere în funcțiune	2020
Începere operare	2020

**Data estimată de finalizare:** anul 2020

**Valoarea estimată:** 1.602.077.815 MDL



## 2. Construcția rețelei de transport gaze naturale cu DN 500 pe segmentul Ungheni – Bălți, cu conectarea în rețeaua de transport din Nordul republicii „Ananiev-Cernăuți-Bogorodicieni”

### Scopul proiectului:

Extinderea rețelei de transport gaze naturale Iași – Ungheni pe direcția Bălți va materializa obiectivul de diversificare a surselor și rețelelor de transport gaze naturale, consolidând securitatea energetică a țării și a regiunii, oferind posibilitatea instituțiilor existente de a-și spori capacitatea pentru proiecte complexe în viitor.

Totodată, această interconectare va permite reversibilitatea curgerii fluxului de gaze între România – Moldova – Ucraina – Federația Rusă pentru accesul la capacități suplimentare de înmagazinare a gazelor naturale, pe care Republica Moldova nu le posedă, fapt ce ar deschide piața moldovenească față de furnizori din Ucraina și invers.



Figura 17 -Schema rețelelor de gaze a Republicii Moldova cu extinderea rețelelor de transport al gazelor naturale pe direcția Ungheni-Bălți

### Descrierea proiectului:

Proiectul constă în:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale Semeni – Bălți DN 500, PN 55 bar, L=117 km;

Capacitatea conductei de transport al gazelor naturale a fost estimată în conformitate cu metodologia de calcul a conductelor magistrale indicată în manualul de specialitate CAPTAREA, TRATAREA ȘI TRANSPORTAREA GAZELOR NATURALE COMBUSTIBILE, autori conf. univ. dr. Valentin Tonu și conf. univ. dr.C.Țuleanu, Universitatea Tehnică a Moldovei, destinat inginerilor, proiectanților preocupați de transportul gazelor naturale.

Rezultatele calculelor se prezintă în tabelul următor:

<b>Presiunea inițială a gazelor naturale</b>	<b>Presiunea finală a gazelor naturale</b>	<b>Diametrul interior al conductei de gaze</b>	<b>Lungimea conductei de gaze</b>	<b>Debitul volumetric în condiții normale</b>
<b>P1, MPa</b>	<b>P2, MPa</b>	<b>Di, mm</b>	<b>L, km</b>	<b>Qn, m3/h</b>
3,80	1,60	510	80	222.585
3,80	2,40	510	80	190.260
3,80	3,20	510	80	132.346

**Tabel 14-** Variația capacității de transport a conductei de gaze funcție de diferența de presiuni

În tabelul 14 a fost estimată variația debitelor de gaze transportate funcție de principalele caracteristici ale traseului.

Construcția rețelei de transport gaze naturale pe direcția Ungheni-Bălți are ca scop creșterea capacității rețelelor existente pe direcția Nord a Republicii Moldova, asigurarea legăturii cu rețeaua de transport internațional gaze ACB și accesul la cel mai important depozit de stocare a gazelor care se află pe teritoriul Ucrainei.

Rețeaua de transport gaze naturale va fi dotată cu toate facilitățile necesare pentru a realiza obiectivele sus menționate (robineți de secționare, stații de protecție anticorozivă, integrarea în sistemul unic de citire a datelor, monitorizare a parametrilor funcționali 24/24, sisteme supraveghere video, sisteme antiincendiu, sisteme antiefracție, etc.) .

### **Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului**

Etapele de dezvoltare ale proiectului cuprind: studiile de fezabilitate și fezabilitate, obținerea autorizațiilor de construire, luarea deciziei finale de investiție; construcția (estimată în perioada 2025-2026), punerea în funcțiune și începerea operării (estimate pentru anul 2026).

Valoarea estimată a proiectului va fi determinată la finalizarea studiilor de fezabilitate și fezabilitate.

### 3. Construcția stației de Comprimare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni

#### Scopul proiectului:

Pentru menținerea parametrilor în rețelele de transport gaze naturale pe tronsonul Ungheni – Chișinău și Ungheni – Bălți și a îmbunătățirii alimentării cu gaze naturale a regiunii de centru a Republicii Moldova, ținând seama de perspectiva oferită de noua conductă de interconectare dintre România și Republica Moldova, sunt necesare o serie de dezvoltări în sistemul de transport gaze naturale, astfel încât să fie asigurați parametri tehnici adecvați cerințelor actelor normative. Dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale și creșterea consumului și a cererii de gaze naturale (modificarea debitelor de gaze și a presiunilor necesare în punctele finale), presupune construcția de conducte paralele și/sau de stații de comprimare noi.



Figura 18- Schema rețelelor de gaze a Republicii Moldova cu amplasamentul Stației de Comprimare a gazelor naturale

#### Descrierea proiectului:

Proiectul constă în **construcția stației de Comprimare a gazelor naturale amplasată în raionul Ungheni**, pe bază de turbine de gaze naturale cu posibilitatea tehnică de creștere continuă a indicilor de eficiență, caracteristicilor ecologice, fiabilității și reducerii consumurilor și costurilor, pe traseul rețelei de transport al gazelor naturale Iași-Ungheni-Chișinău cu capacitatea 1,5 mld m<sup>3</sup>N/an.

Stația de comprimare gaze va spori capacitatea rețelelor interconectate atât pe direcția Centru-Sud cât și pe direcția Nord a Republicii Moldova. Conform estimărilor prezentate în Studiul de fezabilitate (1-8) capacitatea de vârf pentru conducta cu DN 500mm se va mări cu cca 20÷60%.

#### Calendarul estimativ de dezvoltare a proiectului

Etaple de dezvoltare ale proiectului cuprind: studiile de fezabilitate și fezabilitate, obținerea autorizațiilor de construire, luarea deciziei finale de investiție; construcția, punerea în funcțiune și începerea operării (estimată pentru anul 2026)

Valoarea estimată a proiectului va fi determinată la finalizarea studiilor de fezabilitate și fezabilitate.

Prin realizarea proiectelor propuse VESTMOLDTRANSGAZ SRL are ca scop atingerea următoarelor obiective:

- extinderea rețelelor de transport gaze naturale;
- creșterea volumelor de gaze naturale transportate; asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale a consumatorilor;
- diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale.

Implementarea proiectelor va contribui la dezvoltarea infrastructurii de transport gaze naturale în cele mai mari orașe din Republica Moldova, unde consumul de gaze naturale este de cca. 81% din total pe țară și unde sunt concentrate cele mai mari întreprinderi industriale din țară, aceasta fiind un factor esențial care previne situațiile critice, generate de întreruperile în aprovizionarea cu gaze naturale. Mai mult, ca urmare a diversificării surselor de aprovizionare cu gaze naturale, orice consumator final va avea posibilitatea alegerii libere a furnizorului de gaze naturale, conform prevederilor art. 80 a Legii 108 din 27 mai 2016 privind gazele naturale.

Este foarte important de subliniat faptul că, în consens cu obiectivele cuprinse în Strategia energetică a Republicii Moldova, planul de afaceri al Vestmoldtransgaz SRL, pe lângă aceste trei proiecte strategice de investiții se va completa și cu alte ținte ale dezvoltării viitoare a afacerii, cu alte proiecte de investiții menite să asigure dezvoltarea eficientă, competitivă și durabilă a sectorului energetic și a economiei naționale.

Alte obiective strategice de dezvoltare durabilă a afacerii le constituie:

- Dezvoltarea și intensificarea relațiilor de cooperare și colaborare ale VESTMOLDTRANSGAZ SRL cu companii /societăți comerciale din sectorul energetic și din alte sectoare economice;
- Obținerea statutului VESTMOLDTRANSGAZ SRL de potential observator la ENTSO-G, conform prevederilor Cap.III, "Observatori" (punctele 9d, 9e și 9f) din Articles of Association ENTSG, unde procedura de admitere indică 2 condiții pentru compania candidată la statutul de Observator: 1) să fie TSO; 2) *Tara din care provine trebuie să fie candidată la statutul de membru UE, parte în Comunitatea Energetică sau parte din Convenția prin care s-a înființat Asociația Europeană de Liber Schimb.*

### 3.7 Controlul achizițiilor

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

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

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

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

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

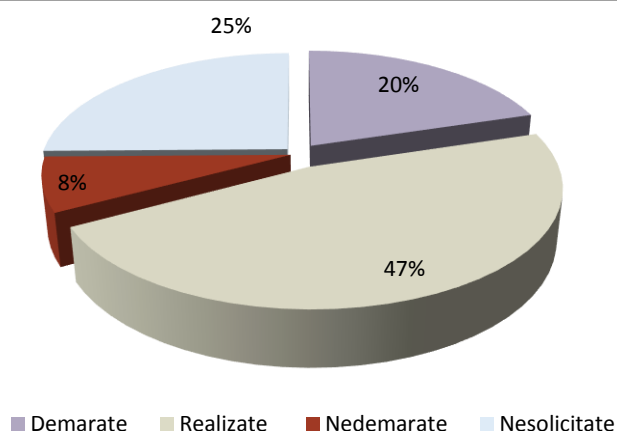
### PROCEDURI DE ACHIZIȚIE:

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

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

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

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



**Grafic 21-Situația procedurilor de achiziții la 31.12.2018**



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

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

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

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

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

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

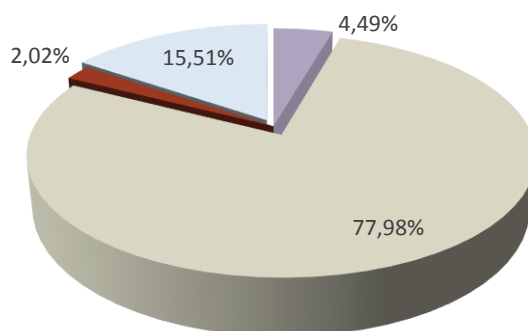
Tabel 15 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție – 31.12.2018

### **ACHIZIȚII DIRECTE:**

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

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





■ Demarate ■ Realizate ■ Nedemarate ■ Nesolicitate

**Grafic 22**-Situția achizițiilor directe la 31.12.2018

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

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

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

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

### Situația centralizată a achizițiilor directe

În baza celor prevăzute în PAAS actualizat, și în urma solicitărilor departamentelor/direcțiilor/serviciilor interesate în perioada 03.01-31.12.2018 se prezintă schematic în tabelul următor:

Tip contract	Total Valoare contracte / comenzi delegari competențe	Nr. contracte încheiate de Birou Achiziții	Valoare contracte încheiate de Birou Achiziții	Nr. comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare comenzi încheiate de Birou Achiziții	Valoare achiziții care nu sunt cuprinse în PAAS -AD	Nr. de comenzi delegări competențe servicii și produse	Valoare comenzi delegări competențe servicii și produse	Valoare realizări din PAAS -AD
	(lei fără TVA)		(lei fără TVA)		(lei fără TVA)	(lei fără TVA)		(lei fără TVA)	(lei fără TVA)
0	1=3+5+8	2	3	4	5	6	7	8	9=1-6
Lucrări	3.414.180,8	22	3.414.180,8	0	0,00	0,00	0	0,00	3.414.180,8
Servicii	2.510.254,3	96	2.083.323,6	39	248.268,4	6.565,17	10	178.662,3	2.503.689,1
Produse	3.282.834,1	18	790.905,1	124	882.938,6	0,00	100	1.608.990,4	3.282.834,1
<b>TOTAL</b>	<b>9.207.269,2</b>	<b>136</b>	<b>6.288.409,5</b>	<b>163</b>	<b>1.131.207</b>	<b>6.565,17</b>	<b>110</b>	<b>1.787.652,7</b>	<b>9.200.704</b>

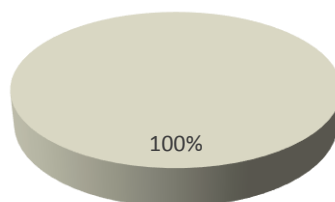
**Tabel 16** - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 03.01-31.12.2018

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

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

Schematic situația realizării procedurilor de achiziție este după cum urmează:

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



■ Demarate ■ Realizate ■ Nedemarate ■ Nesolicitate

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

Centralizator proceduri PAAS-pentru BRUA-FAZA 1 (valoric)		
<b>Total valoric la 30.06.2018, din care:</b>	<b>1.151.033.726,00</b>	<b>% de realizare proceduri</b>
- demarate (estimat)	0,00	0,00%
- realizate (contracte încheiate)	945.897.225,37	82,18%
- nedemarate	0,00	0,00%
- nesolicitate	0,00	0,00%

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

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

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

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

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

**Tabel 17-Situația contractelor încheiate pentru derularea proiectului BRUA în anul 2018**

## 4. RAPORTARE FINANCIARĂ CONSOLIDATĂ

Începând cu anul 2017, de când SNTGN Transgaz SA a constituit Societatea cu Răspundere Limitată EUROTRANSGAZ SRL Chișinău (EUROTRANSGAZ S.R.L.) unde este asociat unic, societatea are obligația întocmirii situațiilor financiare consolidate. Situațiile financiare consolidate sunt întocmite în conformitate cu IFRS 10-Situații financiare consolidate, IFRS 12-Prezentarea intereselor existente în alte entități și IAS21-Efectele variației cursurilor de schimb valutare.

### 4.1 Poziția financiară consolidată

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

Situația poziției financiare la 31.12.2018 comparativ cu cea de la 31.12.2017 se prezintă astfel:

Denumire indicator	31.12.2018	31.12.2017	Dinamica
	mii lei	mii lei	%
0	1	2	3=1/2
Imobilizări necorporale	2.301.806	2.051.627	112,19%
Imobilizări corporale	543.637	558.555	97,33%
Imobilizări financiare	0	0	-190,91%
Fond comercial	9.413	0	x
Creanțe comerciale și alte creanțe	629.755	587.292	107,23%
<b>Active imobilizate</b>	<b>3.484.611</b>	<b>3.197.474</b>	<b>108,97%</b>
Stocuri	255.307	82.093	311,00%
Creanțe comerciale și alte creanțe	541.785	379.498	142,76%
Casa și conturi la bănci	711.318	1.062.538	66,95%
<b>Active circulante –TOTAL</b>	<b>1.508.410</b>	<b>1.524.130</b>	<b>98,98%</b>
<b>TOTAL ACTIV</b>	<b>4.993.022</b>	<b>4.721.604</b>	<b>105,75%</b>
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă de un an	419.176	273.705	153,15%
Datorii ce trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	864.583	678.734	127,38%
<b>Total datorii</b>	<b>1.283.759</b>	<b>952.439</b>	<b>134,79%</b>
<b>Capitaluri proprii</b>	<b>3.709.263</b>	<b>3.769.165</b>	<b>98,41%</b>
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	1.635.006	1.696.733	96,36%
Diferente de conversie	1.824	-881	x
<b>Total capitaluri proprii si datorii</b>	<b>4.993.022</b>	<b>4.721.604</b>	<b>105,75%</b>

**Tabel 18-** Situația poziției financiare a societății în perioada 2017-2018

## **Imobilizări necorporale**

### *Programe informatice*

Licențele achiziționate aferente drepturilor de utilizare a programelor informatice sunt capitalizate pe baza costurilor înregistrate cu achiziționarea și punerea în funcțiune a programelor informatice respective. Aceste costuri sunt amortizate pe durata de viață utilă estimată a acestora (trei ani).

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

### *Acordul de concesiune a serviciilor*

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

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

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

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

În consecință, Societatea a continuat să recunoască activul, dar l-a reclasificat ca și activ necorporal. Societatea a testat activele necorporale recunoscute la acea dată fără a identifica depreciere.

Pe măsură ce apar, costurile înlocuirilor sunt trecute pe cheltuielă, în timp ce îmbunătățirile activelor utilizate în cadrul ACS sunt recunoscute la valoarea justă.

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

**Imobilizările necorporale au crescut cu 250.179 mii lei** comparativ cu valoarea de la 31.12.2017, această creștere datorându-se în principal lucrărilor de investiții aferente proiectelor majore cuprinse în Planul de dezvoltare pe 10 ani.

### **Imobilizări corporale**

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

**Imobilizările corporale au înregistrat o scădere de 14.919 mii lei** comparativ cu valoarea de la 31.12.2017, aceasta fiind determinată în principal de faptul că intrările de imobilizări corporale nu au depășit cheltuielă cu amortizarea privind imobilizările corporale. Imobilizările corporale Eurotransgaz SRL consolidat cu Vestmoldtransgaz sunt mai mari cu 30.373 mii lei.

## **Imobilizări financiare**

**Imobilizările financiare nu se prezintă în situațiile consolidate.** În scopul consolidării, activele financiare reprezentând investiția în Eurotransgaz SRL în valoare de 45.601 mii lei au fost compensate cu capitalul social al Eurotransgaz SRL în valoare de 47.524 mii lei fiind aferente tranzacțiilor în interiorul grupului, în conformitate cu IFRS 10-Situații financiare consolidate. Din compensarea activelor financiare cu capitalul social al Eurotransgaz au rezultat diferențe de conversie în valoare de 1.923 mii lei care au fost ajustate prin contul 107 – Diferența de conversie, afectând doar valoarea capitalului propriu.

## **Creanțe comerciale și alte creanțe aferente imobilizărilor**

**Creșterea creanței față de ANRM la 31 decembrie 2018 cu suma de 42.463 mii lei,** creanță calculată datorită intrării în vigoare a Legii 127/2014 din 5 octombrie 2014, care menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Creșterea de **42.463** mii lei față de valoarea de la 31 decembrie 2017 este determinată în principal de actualizarea creanței cu modificările înregistrate în baza de active reglementate.

## **Stocuri**

**La 31 decembrie 2018 stocurile au înregistrat o creștere de 173.214 mii lei** comparativ cu valoarea de la 31 decembrie 2017, în special pe seama creșterii stocului de materiale necesare pentru execuția proiectului: "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" ("BRUA Faza 1"). Valoarea stocurilor Eurotransgaz consolidat cu Vestmoldtransgaz a crescut cu 66 mii lei.

## **Creanțe comerciale și alte creanțe**

**La 31 decembrie 2018, soldul creanțelor comerciale și alte creanțe a crescut cu 162.288 mii lei** față de 31 decembrie 2017, această creștere fiind determinată în principal de următorii factori:

- creșterea **soldului creanțelor clienți cu 62.308. mii lei** determinată în special de creșterea soldului creanțelor rezultate din activitatea de transport și tranzit internațional;
- **creșterea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe cu 26.499 mii lei;**
- **creșterea soldului altor creanțe cu 126.129 mii lei.**
- creanțele Eurotransgaz consolidat cu Vestmoldtransgaz au crescut cu **350 mii lei.**

## **Casa și conturi la bănci**

**La 31 decembrie 2018 numerarul societății a scăzut cu 351.221 mii lei** comparativ cu sfârșitul anului 2017. Disponibilitățile din conturile bancare în lei au scăzut cu 204.834 mii lei și cele din conturile de depozite bancare în valută au scăzut cu 148.740 mii lei. Alte elemente de numerar și echivalente de numerar înregistrează o scădere de 26 mii lei comparativ cu anul 2017. Disponibilitățile din conturile bancare ale Eurotransgaz consolidat cu Vestmoldtransgaz au crescut cu suma de 2.379 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 2017:

- **creșterea soldului datoriilor comerciale și a altor datorii cu 142.165 mii lei;**
- **creșterea provizionului pentru riscuri și cheltuieli cu 3.690 mii lei**, pe seama anulării provizionului cu participarea salariaților la profit aferent anului 2017, valoare acestuia fiind depășită cu 2.699 mii lei de provizionul constituit pentru anul 2018, a diminuării provizionului aferent contractului de mandat cu 555 mii lei față de cel aferent anului 2017 și constituirea unor provizioane suplimentare în valoare de 1.545 mii lei.
- **scăderea părții curente a provizionului pentru beneficiile angajaților cu suma de 669 mii lei.**
- datoriilor comerciale și a altor datorii ale Eurotransgaz consolidat cu Vestmoldtransgaz au crescut cu **285 mii lei**

### ***Datorii pe termen lung***

Evoluția datoriilor pe termen lung are la bază următoarele cauze:

- încasarea sumei de **163.300 mii lei** reprezentând valoarea rămasă din împrumutul contractat la data de 27 octombrie 2017 pentru finanțarea proiectului "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului National de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" ("BRUA Faza 1");
- **creșterea** provizionului pentru beneficiile angajaților cu suma de **11.218 mii lei;**
- **creșterea veniturilor înregistrate în avans și a subvențiilor cu 21.964 mii lei.** Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții". Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare societatea va înregistra creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și nu ca o subvenție iar activul necorporal se va prezenta în situațiile financiare la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.
- **reducerea datoriei privind impozitul pe profit amânat cu 48.118 mii lei** este cauzată în principal de reducerea diferențelor între baza contabilă și baza fiscală a imobilizărilor corporale și necorporale ale Transgaz și Eurotransgaz consolidat cu Vestmoldtransgaz.

### ***Capitaluri proprii***

Nu s-a modificat capitalul subscris și vărsat. Scăderea rezultatului reportat cu 61.727 mii lei este determinată în special de repartizarea profitului pentru anul 2017 care a depășit profitul aferent anului 2018 și de pierderea Eurotransgaz consolidat cu Vestmoldtransgaz.



## 4.2 Rezultatul global

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

Nr. crt.	Specificație	Realizări	
		2018	2017
0	1	3	2
<b>1.</b>	<b>VENITURI</b>		
1.1	Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.608.398	1.719.993
1.2	Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	405.794	63.950
1.3	Venituri din activitatea de echilibrare	235.427	120.686
1.4	Venituri financiare	48.634	190.548
<b>2.</b>	<b>CHELTUIELI</b>		
2.1	Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.052.177	1.055.371
2.2	Costul activelor construite conform cu IFRIC12	405.794	63.950
2.3	Cheltuieli cu gazele de echilibrare	235.427	120.686
2.3	Cheltuieli financiare	26.973	150.228
<b>3.</b>	<b>PROFIT BRUT. din care:</b>	<b>577.882</b>	<b>704.942</b>
3.1	Rezultat din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	556.221	664.622
3.2	Rezultat din activitatea de echilibrare	0	0
3.3	Rezultat financiar	21.661	40.320
<b>4.</b>	<b>IMPOZIT PE PROFIT</b>	<b>87.396</b>	<b>121.429</b>
<b>5.</b>	<b>PROFIT NET</b>	<b>490.486</b>	<b>583.513</b>
<b>6.</b>	<b>Alte elemente ale rezultatului global</b>	<b>-4.442</b>	<b>17.826</b>
<b>7.</b>	<b>Diferențe de conversie</b>	<b>1.824</b>	<b>-881</b>
<b>8.</b>	<b>Rezultatul global total aferent perioadei</b>	<b>487.868</b>	<b>601.338</b>

Tabel 19-Situația contului de profit și pierdere 2018 vs2017

### Veniturile din exploatare

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

Nr. crt.	Specificații	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2018	2017	
0	1	2	3	4=2/3*100
<b>1.</b>	<b>Venituri din activitatea de transport</b>			
	- mii lei	1.178.420	1.338.047	88,07
	- MWh*	139.164.634	138.108.028	100,77
	- lei/MWh	8,47	9,69	87,40
	- mii mc*	12.975.921	12.869.908	100,82
	- lei/1000 mc	90,82	103,97	87,35
<b>3.</b>	<b>Venituri din activitatea de transport internațional</b>			
	- mii lei	324.381	333.290	97,33
<b>4.</b>	<b>Alte venituri din exploatare</b>			
	- mii lei	105.597	48.656	217,03
	<b>TOTAL VENITURI DIN EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12</b>	<b>1.608.398</b>	<b>1.719.993</b>	<b>93,51</b>

\* cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

Tabel 20- Veniturile activității de exploatare- Realizări 2018 vs 2017

### Cheltuieli de exploatare

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

Nr. crt.	SPECIFICAȚIE	Realizări (mii lei)		Dinamica (%)
		2018	2017	
0	1	2	3	4=2/3*100
1.	Amortizare	189.913	184.475	102,95
2.	Indemnizații, salarii, alte cheltuieli de natura salarială și beneficii acordate angajaților	383.250	385.236	99,48
3.	Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate, din care:	96.881	105.032	92,24
	- Consum și pierderi tehnologice pe sistemul de transport	70.003	73.831	94,81
	cantitate consum tehnologic MWh	847.810	1.012.875	83,70
	- Materiale auxiliare	23.789	23.664	100,53
	- Alte cheltuieli materiale	3.089	7.537	40,98
4.	Cheltuieli cu redevențe	151.027	167.134	90,36
5.	Întreținere și transport, din care	35.884	27.398	130,97
	- Lucrări, servicii executate de terți	21.646	13.954	155,12
6.	Impozite și alte sume datorate statului, din care:	76.449	71.567	106,82
	- Taxa de acordare licență transport gaze și tranzit internațional	10.645	7.438	143,12
	- Impozit pe monopol	59.336	58.212	101,93
7.	Cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli	5.946	1.273	467,21
8.	Alte cheltuieli de exploatare	112.827	113.257	99,62
<b>TOTAL CHELTUIELI DE EXPLOATARE înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12</b>		<b>1.052.177</b>	<b>1.055.371</b>	<b>99,70</b>

Tabel 21- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2018 vs 2017

### 4.3 Situația fluxurilor de trezorerie

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

INDICATOR	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2018	2017
Profit înainte de impozitare	577.882	704.942
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	189.913	184.475
Provizion pentru deprecierea imobilizărilor necorporale	3.814	1.847
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	-182	-133
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	3.690	-422
Provizioane pentru garanții	698	2.614
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	-22.886	-26.405
Provizioane pentru beneficiile angajaților	2.256	1.694
Provizioane pentru deprecierea imobilizărilor financiare	239	-
Provizioane pentru deprecierea stocurilor	8.169	9.089
Pierdere din creanțe și debitori diverși	4	3

INDICATOR	Exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie (mii lei)	
	2018	2017
Provizioane pentru deprecierea creanțelor	18.335	26.554
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajaților	3.850	1.708
Venituri din dobânzi	-25.231	-22.903
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	137	364
Alte venituri	-153	-337
<b>Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant</b>	<b>760.535</b>	<b>883.090</b>
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	-184.018	110.261
(Creștere)/descreștere stocuri	-181.383	-7.468
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	-14.797	2.325
<b>Numerar generat din exploatare</b>	<b>380.338</b>	<b>988.208</b>
Dobândă plătită	0	0
Dobânzi primite	4.760	3.435
Impozit pe profit plătit	-127.665	-160.915
<b>Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare</b>	<b>257.433</b>	<b>830.728</b>
<b>Flux de trezorerie din activități de investiții</b>		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale	-294.175	-85.240
Încasări din cedarea de imobilizări corporale	296	281
Investiții imobilizări financiare	-238	
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile	67.113	12.761
<b>Numerar net utilizat în activități de investiții</b>	<b>-227.004</b>	<b>-72.198</b>
<b>Flux de trezorerie din activități de finanțare</b>		
Împrumut	163.300	69.896
Dividende plătite	-546.773	-715.180
<b>Numerar net utilizat în activități de finanțare</b>	<b>-383.474</b>	<b>-645.285</b>
Diferența de curs nefavorabilă	-99	-881
Diferența de conversie	1.923	
Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar	<b>-351.221</b>	<b>113.245</b>
Numerar și echivalent de numerar la început de an	<b>1.062.538</b>	<b>949.293</b>
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	<b>711.318</b>	<b>1.062.538</b>

Table 22 - Situația fluxurilor de trezorerie – 2018 vs 2017

Din analiza fluxului de numerar la 31 decembrie 2018 se constată **o scădere a disponibilităților cu 351.220 mii lei** comparativ cu 31 decembrie 2017.

Modificările survenite în structura fluxului de numerar sunt:

- fluxul de numerar generat din exploatare este de 257.433 mii lei, cu 573.295 mii lei mai mare decât în anul 2017;
- fluxul de numerar din activitatea de investiții este de -227.004 mii lei, cu 154.806 mii lei mai mic decât în anul 2017;
- fluxul de numerar din activitatea de finanțare este de -383.474 mii lei, cu 261.811 mii lei mai mare decât în anul 2017.

La data de 31 decembrie 2018, soldul disponibilităților în conturi bancare ale societății era de 711.318 mii lei, din care 77,94% reprezentau disponibilități denominate în valută, majoritatea în EURO.

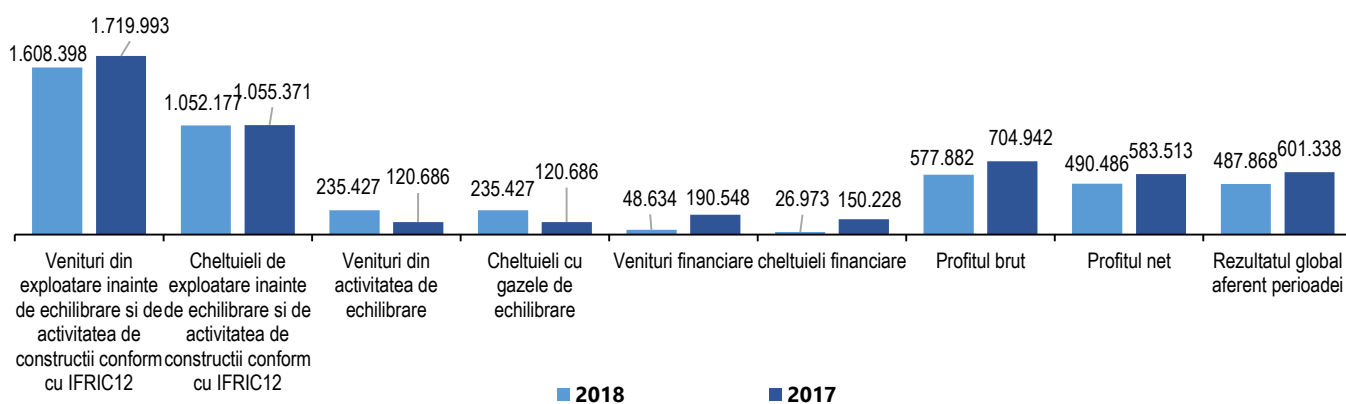
#### 4.4 Analiza factorială a activității

##### Realizări 2018 versus Realizări 2017

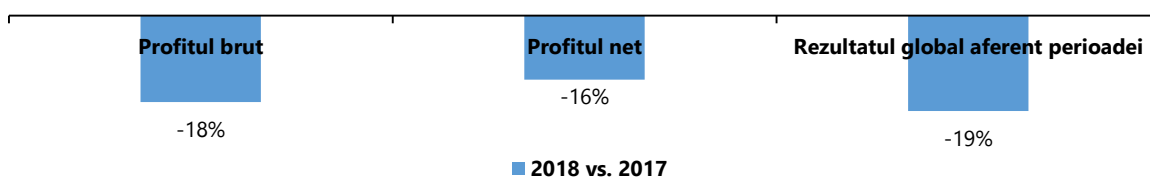
Situația rezultatelor financiare realizate la 31 decembrie 2018 față de realizările perioadei similare ale anului 2017 este prezentată în tabelul de mai jos:

Denumirea	mii lei		
	Realizat 2018	Realizat 2017	Modificări
0	1	2	$4 = \frac{1}{2} \times 100 - 100$
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.608.398	1.719.993	-6%
Venituri din activitatea de echilibrare	235.427	120.686	95%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	405.794	63.950	535%
Venituri financiare	48.634	190.548	-74%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.052.177	1.055.371	0%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	235.427	120.686	95%
Costul activelor conform cu IFRIC12	405.794	63.950	535%
Cheltuieli financiare	26.973	150.228	-82%
<b>PROFITUL BRUT -total, din care:</b>	<b>577.882</b>	<b>704.942</b>	<b>-18%</b>
· din exploatare	556.221	664.622	-16%
· din activitatea financiară	21.661	40.320	-46%
Impozitul pe profit	87.396	121.429	-28%
<b>PROFITUL NET</b>	<b>490.486</b>	<b>583.513</b>	<b>-16%</b>
Alte elemente ale rezultatului global	-4.442	17.826	X
<b>Diferențe de conversie</b>	<b>1.824</b>	<b>-881</b>	<b>X</b>
<b>Rezultatul global total aferent perioadei</b>	<b>487.868</b>	<b>601.338</b>	<b>-19%</b>

Tabel 23 - Rezultatele financiare 2018 vs. 2017



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



Grafic 25- Rezultate financiare 2018 vs 2017 (%)

**Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12** scad cu 6% față de realizările anului 2017, înregistrându-se o scădere de **111.595 mii lei**.

**Veniturile au fost influențate în principal de următorii factori:**

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

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

\*) cantitatea transportată pentru care se facturează serviciile de transport

Tabel 24 - Cantitatea de gaze naturale facturate 2018 vs. 2017

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

- scăderii venitului aprobat în anul gazier octombrie 2017- septembrie 2018 (954.322 mii lei) față de venitul aprobat în anul gazier octombrie 2016 – septembrie 2017 (1.101.667 mii lei) în principal pe seama diferențelor de ajustare a venitului în anul gazier 2017-2018 (componenta de redistribuire a sporului de eficiență, componenta de corecție a venitului total, etc);
- scăderii venitului aprobat în anul gazier octombrie 2018- septembrie 2019 (882.983 mii lei) față de venitul aprobat în anul gazier octombrie 2017 – septembrie 2018 (954.322 mii lei) în principal pe seama diferențelor de ajustare a venitului în anul gazier 2018-2019 (componenta de redistribuire a sporului de eficiență, componenta de corecție a venitului total, etc);
- scăderea tarifului volumetric este datorată și prevederilor Ordinului președintelui ANRE nr.10/2017, de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 32/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, care impune creșterea cu 5% anual a proporției în care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului pentru rezervare de capacitate, până la nivelul de 85% și respectiv scăderea proporției

În care venitul aprobat se recuperează prin aplicarea tarifului volumetric. În anul gazier 2016-2017 componenta variabilă a venitului total care stă la baza tarifelor volumetrice reprezenta 40% din venitul total în timp ce în anul gazier 2017-2018 a scăzut la 35% din venitul total, iar în anul gazier 2018-2019 la 30%.

- *veniturile din transportul internațional al gazelor naturale* mai mici cu **8.909 mii lei** datorită variațiilor cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;  
*alte venituri din exploatare* mai mari cu **56.941 mii lei**.

Vestmoldtransgaz nu a obținut venituri din activitatea de transport urmare a faptului că în prezent deține o infrastructură minimală de conducte de gaze. Societatea se află într-o etapă investițională, proiectul realizării conductei Ungheni-Chișinău a fost demarat la începutul anului 2019 și are un termen de finalizare de 23 luni.

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

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

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

*Veniturile financiare* cu o influență negativă de **141.914 mii lei** datorită reluării în anul 2017 la venituri a provizionului constituit pentru deprecierea participației Transgaz la capitalul social al Nabucco Gas Pipeline International GmbH în valoare de 138.544.435 lei. În luna septembrie 2017 s-a obținut decizia Tribunalului Comercial Viena prin care societatea Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC") a fost radiată iar societatea a scos la 30 septembrie 2017 din evidențele sale contabile activul în valoare de 138.544.435 lei concomitent cu reluarea la venituri a provizionului constituit în anii precedenți pentru aceeași valoare.

**Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12** sunt relativ constantefată de anul 2017, nivelul acestora fiind cu **3.194 mii lei** mai mic.

**Societatea a înregistrat economii de 26.800 mii lei**, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- consumul și pierderile tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport au scăzut cu **3.828 mii lei** datorită a doi factori:
  - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică cu 165.065 MWh/14.208 mii mc (▼16%), cu o influență favorabilă de 12.032 mii lei;
  - prețul mediu de achiziție pe anul 2018 mai mare față de anul 2017 cu 9,68 lei/MWh, cu o influență negativă de 8.204 mii lei;
- cheltuieli cu redevențe: 16.107 mii lei;
- alte cheltuieli de exploatare: 431 mii lei, în principal pe seama reducerii provizioanelor pentru deprecierea activelor curente;
- alte cheltuieli materiale: 4.448 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 1.986 mii lei.

**S-au înregistrat depășiri de 23.606 mii lei**, în special la următoarele elemente de cheltuieli:

- cheltuieli cu amortizarea mijloacelor fixe: 5.439 mii lei;



- cheltuieli cu întreținere și transport: 8.486 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 4.883 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 4.673 mii lei;
- material auxiliare: 125 mii lei.

**Cheltuielile financiare** au înregistrat o scădere de **123.256 mii lei** pe seama eliminării din evidențele contabile la 30 septembrie 2017 a activului în valoare de 138.544.435 lei reprezentând participația Transgaz la capitalul social al societății Nabucco Gas Pipeline International GmbH ("NIC").

**Comparativ cu realizările anului 2017 profitul brut realizat pe anul 2018 este mai mic cu 18%, respectiv cu 127.060 mii lei.**

### Realizări 2018 versus Buget 2018

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

<i>(mii lei)</i>			
Denumirea	BVC 2018	Realizat 2018	Modificări
0	1	2	3=1/2x100-100
Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.456.159	1.608.398	10%
Venituri din activitatea de echilibrare	19.108	235.427	1.132%
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.009.821	405.794	-60%
Venituri financiare	33.810	48.634	44%
Cheltuieli de exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12	1.220.258	1.052.177	-14%
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	19.108	235.427	1.132%
Costul activelor conform cu IFRIC12	1.009.821	405.794	-60%
Cheltuieli financiare	15.000	26.973	80%
<b>PROFITUL BRUT -total, din care:</b>	<b>254.711</b>	<b>577.882</b>	<b>127%</b>
· din exploatare	235.902	556.221	136%
· din activitatea financiară	18.810	21.661	15%
Impozitul pe profit	<b>41.553</b>	87.396	110%
<b>PROFITUL NET</b>	<b>213.158</b>	<b>490.486</b>	<b>130%</b>

Tabel 25- Rezultate financiare 2018 vs.Buget 2018

**Veniturile din activitatea de exploatare înainte de activitatea de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12** cresc cu **152.238 mii lei** față de cele prevăzute în BVC. Veniturile au fost influențate de următorii factori:

- Serviciile de transport gaze au înregistrat o creștere de **140.295 mii lei**, datorită:
  - *capacității rezervate* mai mari cu 23.530.145 MWh cu o influență pozitivă de **47.648 mii lei**;
  - *tarif rezervare capacitate* mai mare cu 0,277 lei/MWh cu influență pozitivă de **97.592 mii lei**;

- *cantității de gaze transportate* mai mare față de cea planificată cu 2.376.357 MWh/131.951 mii mc cu o influență pozitivă de **4.902 mii lei**;
  - *tarif volumetric* mai mic cu 0.082 lei/MWh cu influență negativă de **9.848 mii lei**.
- Veniturile din serviciile de transport internațional gaze naturale au înregistrat o scădere de **697 mii lei** determinată de variațiile cursurilor valutare a monedelor de derulare a contractelor și aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 34/19 iulie 2016;
  - Alte venituri din exploatare au crescut cu **12.641 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC.

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

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

**Veniturile financiare** au înregistrat o creștere de **14.824 mii lei** față de nivelul prevăzut în BVC datorită diferențelor de curs valutar.

**Cheltuielile de exploatare înainte de activitatea de construcții conform cu IFRIC12** înregistrează o scădere de **14%** față de programul aprobat, nivelul acestora fiind cu **168.081 mii lei** mai mic decât prevederile din BVC.

**S-au înregistrat economii de 196.463 mii lei**, în principal, la următoarele elemente de cheltuieli:

- consum și pierderi tehnologice de gaze naturale pe sistemul de transport **26.301 mii lei**, datorită a doi factori:
  - cantitatea de gaze naturale destinată consumului tehnologic mai mică față de program cu 366.614 MWh/32.996 mii mc (▼30%), cu o influență pozitivă de 29.072 mii lei;
  - prețul mediu de achiziție realizat mai mare față de cel prevăzut în BVC cu 3,27 lei/MWh cu o influență negativă de 2.772 mii lei;
- întreținere și transport: 52.004 mii lei;
- cheltuieli cu materiale auxiliare și alte cheltuieli materiale: 13.613 mii lei;
- cheltuieli cu personalul: 65.624 mii lei;
- amortizare: 32.784 mii lei;
- cheltuieli cu provizionul pentru riscuri și cheltuieli: 4.768 mii lei;
- cheltuieli cu impozite și taxe: 1.371 mii lei;

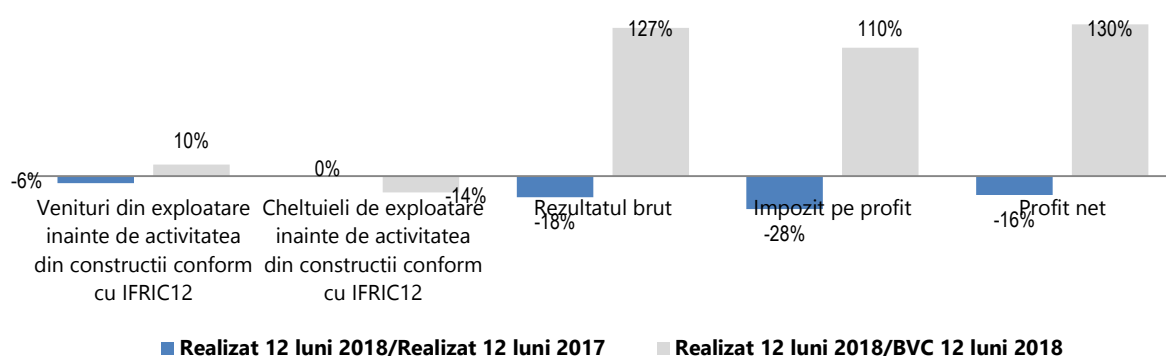
**S-au înregistrat depășiri de 28.383 mii lei**, la cheltuieli cu redevențe și alte cheltuieli de exploatare.

**Cheltuielile financiare** sunt mai mari decât nivelul prevăzut în BVC cu **11.973 mii lei** pe seama cheltuielilor din diferențe de curs valutar.

**Profitul brut este cu 127% mai mare față de program, nivelul acestuia fiind cu 323.171 mii lei superior prevederilor din BVC, iar profitul net cu 130% mai mare decât cel programat, respectiv cu 277.328 mii lei mai mare decât cel din BVC.**

	Realizat 12 luni 2018 vs. Realizat 12 luni 2017	Realizat 12 luni 2018 vs. BVC 12 luni 2018
Venituri din exploatare înainte de activitatea de echilibrare si de construcții conform cu IFRIC12	-6%	10%
Cheltuieli de exploatare înainte de activitatea de echilibrare si de construcții conform cu IFRIC12	0%	-14%
Rezultatul brut	-18%	127%
Impozit pe profit	-28%	110%
Profitul net	-16%	130%

**Tabel 26 – Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și Realizări 12 luni 2018 vs. BVC (%)**



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

## Realizări 2018 versus Plan de administrare 2018

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

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

(mii lei)

Nr. crt	Criteriu de performanță	Plan administrare 2018	Realizat 2018	%	Diferență
1.	Plăți restante-mii lei	0	0	100%	0
2.	Cheltuieli de exploatare (mai puțin amortizarea, echilibrarea, activitatea de construcții și provizioane pentru deprecierea activelor și pentru riscuri și cheltuieli)-mii lei	1.002.101	829.116	121%	172.986
3.	Rata lichidității imediate	1,39	2,99	215%	1,60
4.	Rata de îndatorare netă	3,00	0,31	964%	2,69
5.	EBITDA-mii lei	458.599	746.134	163%	287.535

**Tabel 27 – Realizări 2018 vs. Plan de administrare 2018**

## 4.5 Evaluarea activității privind managementul riscului financiar

### Factori de risc financiar

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

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

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

## **Riscul de piață**

### Riscul valutar

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

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

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

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

	<b>31 decembrie 2018</b>	<b>31 decembrie 2017</b>
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii dolarului USD cu 10%	121.191	38.536
Deprecierii dolarului USD cu 10%	(121.191)	(38.536)
Aprecierii Euro cu 10%	36.267.997	64.842.955
Deprecierii Euro cu 10%	(36.267.997)	(64.842.955)

### Riscul de preț

Societatea este expusă riscului prețului mărfurilor aferent gazului achiziționat pentru consumul propriu. Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/ mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/ mai mare cu 2.940.121 lei (decembrie 2017 : 3.067.062 lei).

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

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

Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 3.051.941 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2017 : 3.629.530 lei mai mic/mai mare), ca efect al modificării ratei dobânzii la depozitele bancare.

## **Riscul de credit**

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale. Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători Valoarea contabilă a creanțelor, netă de ajustările pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit.

Riscul de credit al Societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 50% din soldurile de creanțe comerciale la 31 decembrie 2018 (31 decembrie 2017: 61%). Deși colectarea creanțelor poate fi influențată de factori economici, conducerea consideră că nu există un risc semnificativ de pierdere care să depășească ajustările deja create. La sfârșitul anului 2018 societatea are la dispoziție garanții de bună plată de la clienți în valoarea de 223.883.181 lei.

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

	31 decembrie 2018	31 decembrie 2017
Fără rating	4.672.134	4.587.327
BB	-	355.439.685
BB+	347.913.691	-
BBB-	13.569.848	3.901.284
BBB	-	224.008.353
BBB+	344.645.980	474.084.727
A	137.989	138.479
AA	-	190.822
AA-	216.037	-
	<b>711.155.679</b>	<b>1.062.350.677</b>

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 2018 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2018 este următoarea:

	<b>Sumă totală</b>	<b>Mai puțin de 1 an</b>	<b>1-5 ani</b>	<b>peste 5 ani</b>
Împrumuturi	259.278.444	3.121.315	70.206.550	185.950.579
Datorii comerciale și alte datorii	258.826.722	258.826.722	-	-
	<b>518.105.166</b>	<b>261.948.037</b>	<b>70.206.550</b>	<b>185.950.579</b>

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2017 este următoarea:

	<b>Sumă totală</b>	<b>Mai puțin de 1 an</b>	<b>1-5 ani</b>	<b>peste 5 ani</b>
Împrumuturi	78.443.204	830.048	17.885.494	59.727.662
Datorii comerciale și alte datorii	127.161.874	127.161.874	-	-
	<b>205.605.078</b>	<b>127.991.922</b>	<b>17.885.494</b>	<b>59.727.662</b>

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

Categoriile de instrumente financiare:

	<b>31 decembrie 2018</b>	<b>31 decembrie 2017</b>
<b>Active financiare</b>		
Numerar și echivalente de numerar	419.910.424	622.517.062
Depozite bancare la termen	291.407.201	440.021.181
Credite și creanțe	1.108.155.574	932.006.661
Active financiare disponibile pentru vânzare	24.816.713	24.578.237
Ajustări privind activele financiare disponibile pentru vânzare	(24.816.713)	(24.578.237)
	<b>1.819.473.199</b>	<b>1.994.544.904</b>
<b>Datorii financiare</b>		
Datorii evaluate la cost amortizat		
Împrumuturi	<b>233.195.000</b>	<b>69.895.500</b>
Datorii evaluate la valoare justă:		
- Garanții financiare contracte	6.311.084	5.488.821
- Datorii comerciale și alte datorii	252.515.638	121.673.052
	<b>492.021.722</b>	<b>197.057.373</b>

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

### Managementul riscului de capital

Obiectivele societății legate de administrarea capitalului se referă la menținerea capacității societății de a-și continua activitatea cu scopul de a furniza compensații acționarilor și beneficii celorlalte părți



interesate și de a menține o structură optimă a capitalului astfel încât să reducă costurile de capital. Nu există cerințe de capital impuse din exterior.

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Transgaz monitorizează capitalul pe baza gradului de îndatorare. Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total. Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar.

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

În 2018, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2017 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții. Gradul de îndatorare net a fost negativ la 31 decembrie 2018 și negativ la 31 decembrie 2017:

	31 decembrie 2018	31 decembrie 2017
Total împrumuturi	233.195.000	69.895.500
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar	(711.317.624)	(1.062.538.243)
Poziția netă de numerar	(478.122.624)	(992.642.743)

### 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.

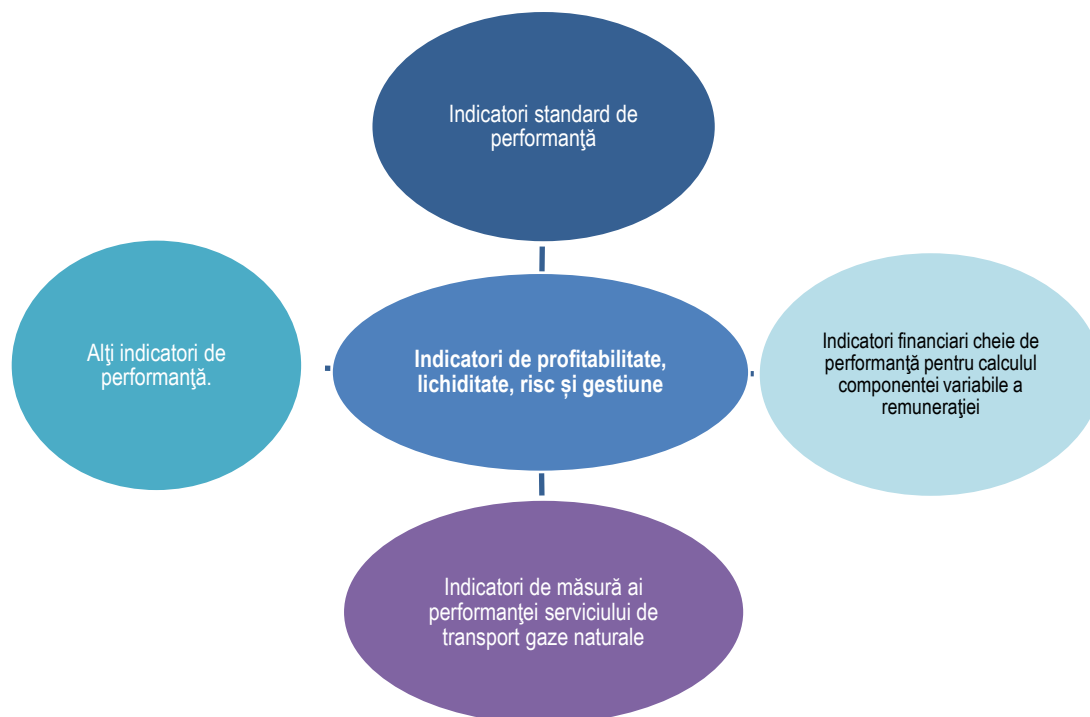
Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

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 similare.

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

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



**Figura 19** -Indicatori de performanță

##### 4.6.1. Indicatori standard de performanță

Criteriul de performanță	Obiectiv de performanță	Plan de administrare 2018	Realizat 2018	Grad de realizare %
Investiții puse în funcțiune mii lei	Realizarea nivelului programat	187.956	113.334	60,30
EBITDA–mii lei	Creșterea EBITDA	458.599	746.134	162,70
Productivitatea muncii–mii lei /pers.	Creșterea productivității muncii în unități valorice (cifra de afaceri/nr.mediu de personal)	301	404	134,16
Plăți restante–mii lei	Efectuarea plăților în termenul contractual (în prețuri curente)	0	0	100
Creanțe restante–mii lei	Reducerea volumului de creanțe restante (în preturi curente)	289.858	315.637	91,83
Consumul tehnologic-%	Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic	100	69,81	143,24
Cheltuieli de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare-lei	Reducerea cheltuielilor de exploatare la 1000 lei venituri din exploatare	838	654	128,10

**Tabel 28** - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2018 vs Plan de administrare 2017-2021

#### 4.6.2. Indicatori de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune

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

Nr. crt	Indicatori	Formula de calcul	2017	2018	Realizat 2018	2019	2020	2021
<b>1.</b>	<b>Indicatori de profitabilitate</b>							
	EBITDA în total vânzări	EBITDA	37,71%	33,04%	42,83%	37,73%	45,75%	55,28%
		Cifra de afaceri						
	EBITDA în capitaluri proprii	EBITDA	15,70%	12,47%	20,12%	13,17%	17,14%	23,72%
		Capitaluri proprii						
	Rata profitului brut	Profitul brut	24,76%	18,35%	33,18%	22,68%	16,17%	25,42%
		Cifra de afaceri						
	Rata rentabilității capitalului	Profit net	8,65%	5,80%	13,22%	6,75%	5,17%	9,20%
		Capitaluri proprii						
<b>2.</b>	<b>Indicatori de lichiditate</b>							
	Indicatorul lichidității curente	Active circulante	3,09	1,58	3,60	1,01	1,29	1,14
		Datorii pe termen scurt						
	Indicatorul lichidității imediate	Active circulante - Stocuri	2,97	1,39	2,99	0,91	1,11	1,09
		Datorii pe termen scurt						
<b>3.</b>	<b>Indicatori de risc</b>							
	Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat	1,86%	16,78%	6,29%	66,78%	85,28%	47,83%
		Capitaluri proprii						
	Rata de acoperire a dobânzii	EBIT	1.343,88	X	220,69	x	3,62	5,24
		Cheltuieli cu dobânda						
<b>4.</b>	<b>Indicatori de gestiune</b>							
	Viteza de rotație a debitelor - clienți	Sold mediu clienți x 365 zile	99,81	70,04	141,49	78,84	67,38	71,86
		Cifra de afaceri						
	Viteza de rotație a creditelor - furnizori	Sold mediu furnizori x 365 zile	62,62	74,29	35,55	166,22	79,08	37,90
		Cifra de afaceri						

**Tabel 29**– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2018 vs Plan de administrare 2017 – 2021

## 5. RAPORTARE NEFINANCIARĂ CONSOLIDATĂ

### 5.1 Declarația nefinanciară

În conformitate cu prevederile OMFP nr. 1938 din 17 august 2016 privind modificarea și completarea unor reglementări contabile, entitățile de interes public care, la data bilanțului, depășesc criteriul de a avea un număr mediu de 500 de salariați în cursul exercițiului financiar includ în raportul administratorilor o declarație nefinanciară care conține, în măsura în care acestea sunt necesare pentru înțelegerea dezvoltării, performanței și poziției entității și a impactului activității sale, informații privind cel puțin aspectele de mediu, sociale și de personal, respectiv drepturile omului, combaterea corupției și a dării de mită (art I, pct 2, lit. 492<sup>^</sup>1, alin (1)) sau întocmește un raport separat (art I, pct.2, lit 492<sup>^</sup>4, alin (1)).

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

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

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

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

## 5.2 Management responsabil și strategii sustenabile

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

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

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

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

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

### 5.2.1 Management Integrat Calitate-Mediu, Sănătate și Securitate Ocupațională

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

Avantajele implementării SM-SSO sunt:

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

Având în vedere faptul că în cadrul VESTMOLDTRANSGAZ SRL nu s-a recurs la implementarea unui sistem de management al calității, nu există o identificare a proceselor organizației, o definiție clară a responsabilităților și autoritatilor, o comunicare internă și externă procedurizată. Activitățile desfășurate în cadrul societății nu sunt procedurizate prin proceduri operaționale.

Pentru a răspunde noilor reglementări, una din prioritățile VESTMOLDTRANSGAZ SRL este implementarea în cadrul societății a unui sistem de management integrat calitate-mediu,

securitate și sănătate ocupațională, care să reprezinte o dovadă certă a faptului că VMTG 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.

În acest sens, administratorul societății își va asuma angajamentul în acest scop și va semna "*Declarația de politică privind sistemul de management integrat calitate-mediu, sănătate și securitate ocupațională*",

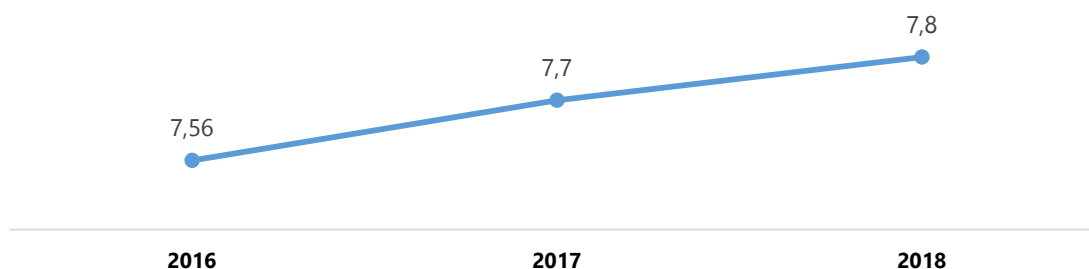
Se va defini, elabora și implementa un sistem de proceduri interne privind modul de bugetare, operaționalizare, monitorizare, control și evaluare a tuturor activităților ce trebuie desfășurate.

## Satisfacția clienților

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

Satisfacția clienților este și un indicator cheie de performanță nefinanciar pentru calculul componentei variabile a remunerației consiliului de administrație, în cursul anului 2018 urmărindu-se menținerea nivelului de evaluare a satisfacției clienților la un punctaj de peste 7, ținta fiind de 7,8. (Conform PP 165- *Evaluarea satisfacției clienților, un punctaj între 6-8 indică faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților*). Monitorizarea acestui indicator se realizează în trimestrul I a anului curent pentru anul anterior.

**Evoluția gradului de satisfacție a clienților**



Conform procedurii PP 15 *Evaluarea satisfacției clienților* au fost transmise **97 de chestionare utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale**. Din datele centralizate rezultă că **49** dintre aceștia **au comunicat chestionare completate**. Analiza chestionarelor a scos în evidență următoarele:

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

### 5.2.2 Protecția mediului

Angajamentul asumat de conducerea companiei prin "*Declarația de politică privind sistemul de management integrat calitate-mediu, sănătate și securitate ocupațională*", este o dovadă certă a faptului că TRANSGAZ responsabilizează importanța asigurării unui climat organizațional în



care toți cei interesați: angajați, acționari, clienți, furnizori, comunitate și mediu să poată interacționa eficient și responsabil atât din punct de vedere economic cât și social.

Principalele activități din domeniul protecției mediului în anul 2018 s-au efectuat planificat și organizat, urmărind prevenirea poluării, reducerea riscurilor de producere a unor incidente de mediu pe amplasamentele din cadrul societății, precum și conformarea cu prevederile legislative în domeniu.

#### **A. Monitorizarea actelor de reglementare**

La nivelul societății există **17 autorizații de mediu**, prin care sunt autorizate un număr de 1195 obiective ale SNTGN Transgaz SA, în 2018 nu au fost depuse **solicitări de reînnoire a autorizațiilor de mediu**, fiind în lucru documentațiile pentru reînnoirea a două autorizații de mediu, aferente exploatării teritoriale Craiova și Brașov.

Din punct de vedere al autorizațiilor de gospodărire a apelor, legislația din domeniu impune obținerea actelor de reglementare la toate obiectivele care au legătură cu apele. Drept urmare, societatea deține **130 de autorizații de gospodărire a apelor** pentru traversări cursuri de ape cu conducte de transport gaze naturale, din care în 2018, s-au depus **solicitări de reînnoire pentru 15** dintre acestea.

Conform procedurilor stabilite de autoritățile naționale de protecția mediului, s-a realizat înregistrarea în Sistemul Integrat de Mediu a **proiectelor de dezvoltare, reparații și întreținere a sistemului național de transport gaze naturale**, respectiv un nr. de **42** proiecte. Serviciul a verificat proiectele care au fost supuse CTE-ului și a emis puncte de vedere în domeniul protecției mediului, urmărind respectarea și conformarea cu prevederile legislative.

#### **B. Evaluarea conformării cu legislația din domeniu**

##### **Acțiunea de prevenire, consiliere**

În 2018 a fost demarată acțiunea de prevenire și consiliere din punct de vedere a protecției mediului. La această acțiune au participat inspectorii de protecția mediului din cadrul Serviciului Managementul Mediului, stabilindu-se modalitatea de lucru, organizarea documentelor specifice și consilierea conducătorilor locurilor de muncă.

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

##### **Evaluare externă**

În anul 2018, SNTGN Transgaz SA a fost supus unui număr de 8 inspecții externe prezentate în tabelul de mai jos. Acestea au fost realizate de structurile de control din cadrul Administrația Națională Apele Române și Garda Națională de Mediu.

### Tabel cu inspecțiile externe realizate în cursul anului 2018

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

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

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

#### C. Raportări de specialitate la autoritățile din domeniu

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

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

#### D. Cheltuieli de protecția mediului

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### ***F. Activitatea desfășurată de Laboratorul Monitorizare Factori de Mediu***

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

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

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

- măsurători de nivel de zgomot;
- verificarea instalațiilor tehnologice din punct de vedere al etanșeității în vederea depistării emisiilor de metan și a celor de etilmercaptan;

- determinarea emisiilor de poluanți atmosferici (CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>) din gazele de ardere provenite de la stațiile de comprimare, centralele termice, sobe convector și încălzitoare de gaz;
- identificarea diferitelor situații neconforme cu legislația de protecția mediului și/sau în ceea ce privește poluările accidentale;
- întocmirea buletinelor de măsurare, a fișelor de evaluare a aspectelor de mediu și a rapoartelor de monitorizare.

În baza dotărilor cu aparatură, s-au efectuat activitățile de monitorizarea surselor de poluare și evaluarea aspectelor de mediu concretizate în **rapoarte de monitorizare cu buletine de măsurare urmate de planuri de măsuri corective**, întocmite de Serviciul Managementul Mediului. Aceste planuri pentru remedierea neconformităților constatate se supun aprobării conducerii SNTGN Transgaz SA și reprezintă și **activitate de control și îndrumare** pentru Exploatarea Teritoriale.

### Reducerea consumului tehnologic și menținerea în limite rezonabile raportat la starea SNT

În urma întocmirii bilanțurilor anuale de gaze naturale, la nivelul SNTGN Transgaz SA, între cantitățile de gaze intrate și respective ieșit în/din SNT rezultă anumite diferențe denumite consumuri tehnologice.

În conformitate cu prevederile Ghidului pentru determinarea consumurilor tehnologice considerate pierderi de gaze naturale din rețelele de transport și distribuție, ghid elaborat în anul 1999 și publicat sub egida Ministerului Industriilor și Comerțului (actual Ministerul Economiei) consumurile tehnologice se împart în:

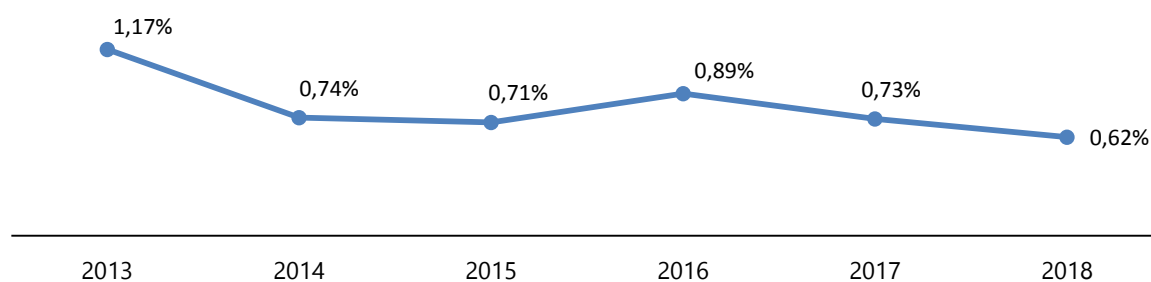
Consumuri tehnologice determinate	Consumuri tehnologice nedeterminate
Consum în stații de comprimare	Consum tehnologic aferent echipamentelor din instalațiile tehnologice (NT,SRMP,ș,a)– înlocuire, verificare, reglare, evacuări supape de siguranță, neetanșeități la îmbinările demontabile la conducte și SRM-uri;
Consum spații și procese	Consum tehnologic pierderi/defecte neidentificate ale materialului tubular;
Consum reparații, reabilitări conducte, dezvoltarea SNT	Consum tehnologic eroare de măsură –funcționarea contoarelor în condiții improprii de presiune. Calitate necorespunzătoare a gazelor, clasa de precizie a aparatelor de măsură și a gazcromatografelor.
Consum accidente tehnice -fisuri, ruperi conductă.	

Consumul tehnologic include consumul propriu al societății și pierderile tehnologice. Raportat la cantitatea totală de gaze naturale vehiculate, consumul tehnologic s-a redus continuu în ultimii ani, constituindu-se într-un generator de eficiență economică pentru societate.

Încadrarea în cantitățile de gaze naturale reprezentând consumul tehnologic reprezintă un important indicator de performanță operațională.

În perioada 2013-2018, ponderea consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT a fost următoarea:

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



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

Costul cu consumul tehnologic este recuperat prin tariful de transport, acesta fiind inclus în cheltuielile operaționale. Scăderea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate prin SNT, de la 1,17% în anul 2013 la 0,62% în anul 2018 este rezultatul managementului eficace al activității de operare și exploatare SNT, al măsurilor tehnice angajate în acest scop.

### 5.2.3 Resurse Umane

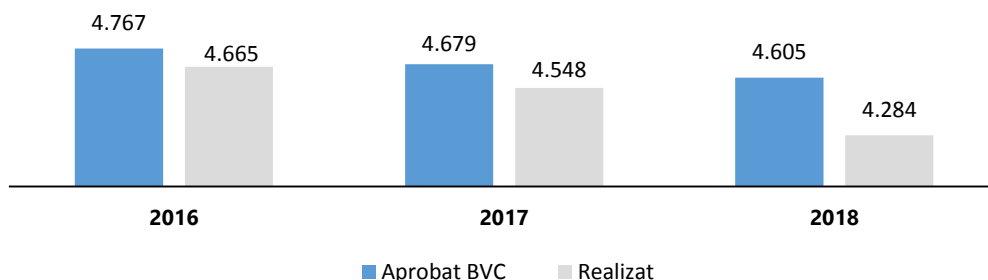
Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății este corelată cu nevoile reale de personal impuse de activitățile operaționale desfășurate de societate, cu modernizările și re tehnologizările realizate pentru creșterea siguranței și eficienței în exploatarea SNT și a instalațiilor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

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

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

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

**Tabel 30**- Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2016-2018 aprobată în planul de management



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

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

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

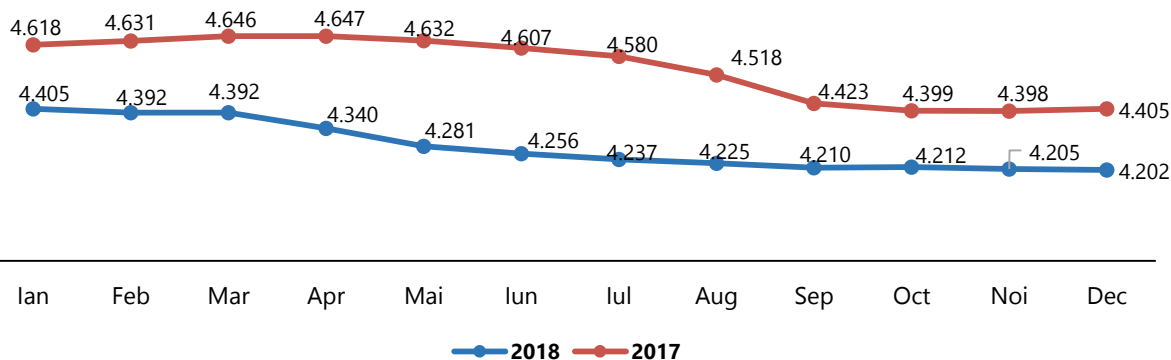
**Tabel 31-** Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018

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

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

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

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



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

În scopul eficientizării utilizării personalului calificat pentru efectuarea în integralitate a atribuțiilor de serviciu în noile condiții de lucru, în acord cu Planul de Administrare a SNTGN



Transgaz SA, în cursul anului 2018 prin "Planul de eşalonare a normării lucrărilor tehnice" aprobat de Directorul General, au fost prevăzute a fi extrase normele de timp și de personal pentru 167 lucrări tehnice.

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

Norme de timp și de personal validate în anul 2018:

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

**Tabel 32** - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2018

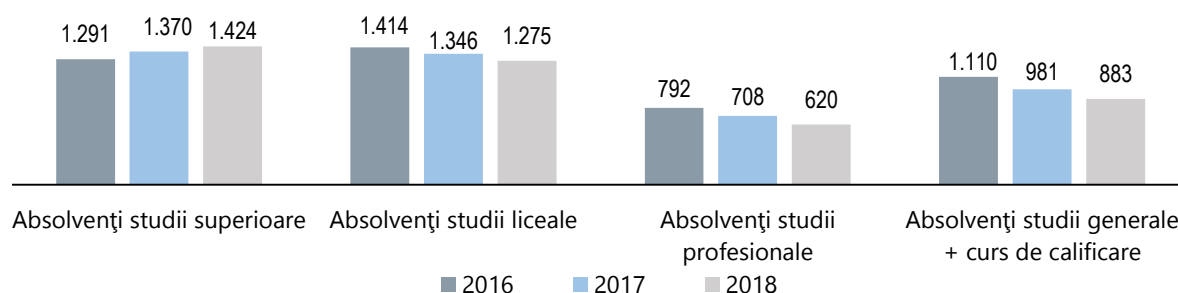
În conformitate cu Planul de eşalonare a normării lucrărilor tehnice aprobat de Directorul General, în anul 2018 au fost prevăzute a fi cronometrate 194 de lucrări tehnice, echipa de normare reușind în urma activității desfășurate să cronometreze la finalul anului 2018 un număr de 347 lucrări tehnice.

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

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

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

**Tabel 33**- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018



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

## VESTMOLDTRANSGAZ – resurse umane

Dimensionarea optimă a numărului de personal din cadrul societății va fi corelată cu nevoile reale de personal impuse de activitățile operaționale desfășurate, cu modernizările și re tehnologizările propuse pentru creșterea siguranței și eficienței în exploatarea rețelelor de transport gaze naturale și a instalațiilor anexă, precum și realizarea proiectelor majore.

Numărul actual de salariați este de 23, din care 10 la sediul din Chișinău și 13 la SMG Ungheni, însă acesta se va alinia la nevoile reale ale funcționării și dezvoltării viitoare a afacerii.

Recrutarea și selecția salariaților se va realiza prin proceduri de angajare transparente, în scopul stimulării și atragerii celor mai buni specialiști care să lucreze în cadrul VESTMOLDTRANSGAZ SRL

Personalul societății VESTMOLDTRANSGAZ SRL este numit, angajat și concediat de către administratorul societății.

Bugetul alocat pentru cheltuielile salariale va fi dimensionat corespunzător și aliniat la prevederile legale în vigoare.

Evoluția cheltuielilor salariale, în perioada 2015-2018, este prezentată în tabelul următor:

MDL

Nr, crt	Indicator	Perioada			
		2015	2016	2017	2018
1	Număr salariați	18	19	20	22
2	Cheltuieli salariale (lei)	1.664.646	1.988.567	2.280.775	2.933.449

**Tabel 34-** Evoluția cheltuielilor salariale

Politica de formare profesională prevede obligativitatea participării tuturor angajaților la cursuri o dată pe an. Procesul de formare profesională a personalului se va realiza în mod continuu și planificat prin cursuri cu *formatori externi din țară sau străinătate* sau cu *formatori interni*.

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 se va realiza în baza Programului anual de formare și perfecționare profesională elaborat la nivelul societății, în consens cu prevederile din Contractul Colectiv de Muncă în vigoare sau legislația aplicabilă,

La nivelul societății nu există un Comitet sindical. Contractul colectiv de muncă a fost negociat pentru perioada 2017-02.02.2019, înregistrarea acestuia la ITOFM nefiind o acțiune obligatorie, el fiind opozabil imediat după semnare

În esență, politica societății în domeniul resurselor umane vizează atragerea de specialiști din Republica Moldova și din Spațiul European, pentru a asigura o forță de muncă înalt calificată, specializată și care, prin contribuția adusă și prin programele de formare și dezvoltare profesională să genereze plusvaloare activității desfășurate.

### Îmbunătățirea procesului de formare, instruire și dezvoltare profesională a personalului

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

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

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

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

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

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

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

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

**Tabel 35-** Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății în anul 2018

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

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

**Tabel 36-** Situația cursurilor de calificare/perfecționare în perioada 2016-2018

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

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

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

**Tabel 37-** Situația numărului de personal care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare

La **31 decembrie 2018** gradul de sindicalizare al forței de muncă era de 96,14%, din totalul de 4.202 salariați, 4.040 fiind membri de sindicat.

Există 4 organizații sindicale la care sunt înscriși angajații SNTGN Transgaz, și anume:

- Sindicatul "Transport Gaz Mediaș";
- Sindicatul Liber SNTGN TRANSGAZ SA Mediaș;
- Sindicatul Cercetare Tehnologie "CERTEH" Mediaș;
- Sindicatul Profesional "Metan" Mediaș.

Sindicatul "Transport Gaz Mediaș" este sindicatul reprezentativ la nivel de unitate, conform prevederilor Legii nr. 62/2011 a Dialogului Social, art. 51. lit.c., motiv pentru care reprezintă angajații societății la încheierea și derularea Contractului colectiv de muncă încheiat la nivelul SNTGN Transgaz SA.

Raporturile dintre angajator și angajați sunt reglementate prin Contractul colectiv de muncă la nivelul societății, înregistrat la Inspectoratul Teritorial de Muncă Sibiu sub nr. 121/21.06.2018 în Registrul Unic de Evidență, precum și prin contractele individuale de muncă ale salariaților.

Începând cu 25.06.2018 a intrat în vigoare noul Contract Colectiv de Muncă încheiat la nivelul SNTGN TRANSGAZ S.A. cu o perioadă de valabilitate de 24 de luni.

Raporturile dintre angajator și angajați se încadrează în prevederile legale în vigoare, pe parcursul anului 2018 neexistând elemente conflictuale în legătură cu aceste raporturi.

#### 5.2.4 Social și responsabilitate corporativă

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

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

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

Parte componentă a strategiei TRANSGAZ de dezvoltare durabilă, *politica de responsabilitate socială* are ca obiectiv creșterea permanentă a gradului de responsabilizare a companiei față

de salariați, acționari, parteneri, comunitate și mediu cât și eficientizarea impactului programelor de responsabilitate socială inițiate în acest scop.

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

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

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

Pentru dezvoltarea acestui aspect al guvernării corporatiste și în cadrul VESTMOLDTRANSGAZ se vor lua în considerare cel puțin următoarele elemente:

- **Activități pentru angajați de îmbunătățire a calității locului de muncă:** *ex: identificarea și asigurarea unui spațiu nou de desfășurare a activității societății până la finalizarea complexului administrativ de la Ghidighici; dezvoltare personală și profesională și evoluția carierei; siguranță la locul de muncă; incluziune pe piața muncii pentru persoane cu risc de excluziune; bunăstare fizică & psihică la locul de muncă, politici de salarizare și premii ce îmbunătățesc condițiile de trai ale angajaților, implicarea angajaților în decizii și automanagement; programe pentru susținerea angajaților cu familii / copii: echilibru viață profesională - viață privată; programe pentru susținerea angajaților părinți singuri; programe pentru reintegrarea la locul de muncă a femeilor după perioada de maternitate și creștere a copilului etc*
- **Activități pentru societate și comunitate locală:** *ex: civism corporatist; programe pentru susținerea democrației și respectarea drepturilor omului; dezvoltarea de produse și servicii dedicate unor nevoi comunitare insuficient satisfăcute; susținerea (financiară, cu competențe profesionale) unor programe locale în beneficiu comunitar: educație, sănătate, incluziune economică și socială, democrație, cultură, cercetare; susținerea antreprenoriatului social la nivel local (finanțări, voluntariat pentru consultanță, parteneriate de afaceri, facilități etc.); implicarea în parteneriate public-privat pentru dezvoltarea comunităților etc;*
- **Activități pentru Parteneri de afaceri:** *furnizori, distribuitori etc.: ex: susținerea economiei locale, a piețelor locale, a schimbului de bunuri și servicii; încurajarea antreprenoriatului local, în particular a antreprenoriatului social; încurajarea inovației la nivel local; corectitudine și onestitate în relațiile cu furnizorii și distribuitorii; promovarea furnizorilor și distribuitorilor responsabili social și față de mediu;*
- **Activități pentru clienți:** *ex: produse și servicii de calitate, adecvate nevoilor clienților; tratament corect al clienților; sănătatea și siguranța clienților; servicii de suport clienți; protejarea datelor cu caracter privat ale clienților.*

## Activitatea privind sponsorizările și ajutoarele financiare conform CCM în anul 2018

### SPONSORIZĂRI

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

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

Nivelul cheltuielilor cu sponsorizarea pentru SNTGN Transgaz SA sunt reglementate în BVC pe anul 2018, în următoarea structură:

(mii lei)

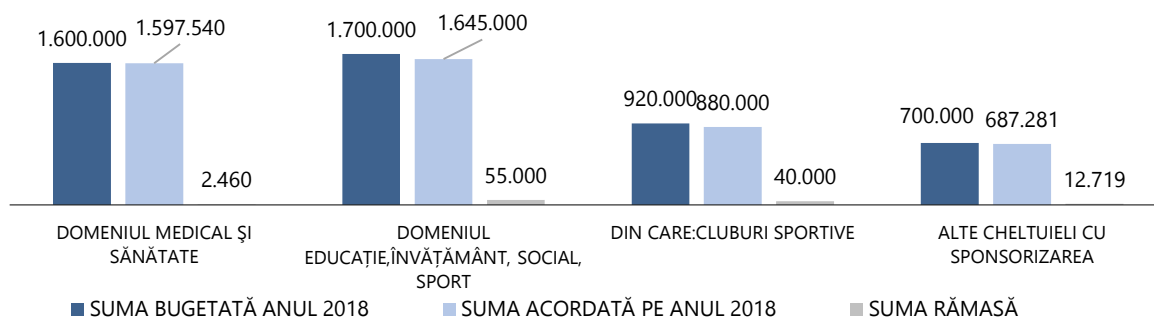
CATEGORII SPONSORIZĂRI	BVC 2018 rectificat
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul medical și sănătate	1.600
Cheltuieli de sponsorizare în domeniul educație, învățământ, social, sport Din care:	1.700
- pentru cluburile sportive	920
Alte cheltuieli de sponsorizare	700
<b>TOTAL</b>	<b>4.000</b>

Tabel 38 - Bugetul de sponsorizare 2018

(lei)

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

Tabel 39 – Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018



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

În anul 2018, s-au acordat sponsorizări în domeniile *Medical și sănătate* în valoare de 1.597.540 lei, *Educație, învățământ, social și sport* în valoare de 1.645.000 lei, iar în domeniul *Alte cheltuieli cu sponsorizarea* s-au acordat sponsorizări în sumă de 687.281 lei.

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

- a fost elaborat documentul intern intitulat **“Politica companiei de acordare a sponsorizărilor și ajutoarelor financiare în anul 2018”**, document prin care se asigură un cadru eficace de derulare și monitorizare a acestora în conformitate cu reglementările legale și fiscale în vigoare;
- a fost actualizată, **procedura de proces PP-51** privind elaborarea documentelor de sponsorizare;
- s-a constituit prin Decizia nr. 1270/26.11.2018 a directorului general, **Comisia de analiză a cererilor de sponsorizare**.

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

## AJUTOARE FINANCIARE ACORDATE CONFORM CCM

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

În cursul anului 2018 au fost instrumentate un număr de 48 cereri de acordare de ajutor social.

### 5.2.5 Etică și integritate

Având în vedere Hotărârea Guvernului nr. 583/2016 privind aprobarea Strategiei Naționale Anticorupție pe perioada 2016–2020, SNTGN Transgaz SA a adoptat la 21.11.2016 **DECLARAȚIA privind aderarea la valorile fundamentale, principiile, obiectivele și**



**mecanismul de monitorizare a SNA 2016–2020**, prin care condamnă corupția în toate formele în care aceasta se manifestă și își asumă îndeplinirea măsurilor specifice ce țin de competența societății cuprinse în **Planul de integritate al SNTGN Transgaz SA** pentru perioada 2016 – 2020 aprobat prin Decizia nr. 181 din 23.02.2017.

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

**Planul de Integritate al SNTGN Transgaz SA** urmărește îndeplinirea următoarelor obiective

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

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

Aceste principii sunt:

- **Principiul transparenței** – implementarea Planului va fi permanent orientată spre maximizarea căilor și posibilităților de informare reciprocă a factorilor de decizie și a angajaților pentru asigurarea clarității și înțelegerii proceselor în derulare;
- **Principiul responsabilității** - presupune asumarea de către responsabili de implementare a obligațiilor de a efectua acțiunile până la sfârșit cu asumarea răspunderii pentru consecințe; **Principiul competenței** - în implementarea Planului vor fi implicate persoane care dispun de cunoștințele și abilitățile necesare, investiți cu exercitarea acestor atribuții și responsabili pentru acțiunile lor;

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

În cadrul societății au fost identificate 9 domenii principale de risc: resurse umane, achiziții, operarea SNT, proiectarea, urmărirea lucrării, 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](http://www.transgaz.ro)).

Compania pregătește și diseminează informații periodice și continue relevante în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) și alte standarde de raportare, respectiv de mediu, sociale și de conducere (ESG–Environment, Social and Governance). Informațiile sunt diseminate atât în limba română cât și în limba engleză.

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

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

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

Subscriind acestui deziderat, SNTGN Transgaz SA urmărește și prin regulamentul de guvernanta proprie, asigurarea unui cadru riguros de dimensionare și reglementare a guvernantei corporative la nivelul societății, dezvoltarea unui sistem relațional eficace și proactiv în raport cu acționarii și părțile interesate.

Administratorii Transgaz apreciază că, acționând în spiritul celor mai bune practici de 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.

## 5.2.6 Politica de conformitate

**Conformitatea înseamnă a acționa în concordanță cu regulile stabilite prin cadrul legal și de reglementare, propriile politici și proceduri precum și prin standardele de etică profesională și de conduită**

**În vederea atingerii acestui obiectiv, SNTGN TRANSGAZ SA** se angajează să mențină înalte standarde juridice, etice și morale, să adere la principiile de integritate, obiectivitate și onestitate și se declară împotriva fraudei și a corupției.

SNTGN TRANSGAZ își exprimă în mod ferm angajamentul de a combate acest fenomen prin toate mijloacele legale pe care le are la dispoziție.

***Politica antifraudă și anticorupție consolidează mesajul SNTGN TRANSGAZ SA: "Toleranță zero la fraudă și corupție de orice tip și în orice circumstanțe"***

TRANSGAZ a dezvoltat și adoptat setul de politici vizând:

- Politica antifraudă și anticorupție
- Planul de Integritate Transgaz
- Ghidul de bune practici adoptat la 18.02.2010 de către Consiliul Organizației pentru Cooperare și Dezvoltare Economică

**Prevenirea faptelor de corupție, la nivel organizațional și respectiv la nivel de angajat**

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

- informatizarea proceselor interne;
- identificarea zonelor vulnerabile ale departamentelor/direcțiilor/ serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/ Exploatărilor Teritoriale și a riscurilor de corupție, simultan cu implementarea unui sistem de management al riscurilor de corupție;
- instituirea unui management al reclamațiilor și a unui sistem de evaluare (chestionare de măsurării a gradului de satisfacție a clienților/ feedback) a proceselor pentru a putea fi îmbunătățite.

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

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

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

- a fost aprobată **Declarația de politică antifraudă și anticorupție și Politica antifraudă și anticorupție** prin HCA 26 din 30.05.2018;
- conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEC a realizat 3 activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății. Instruirile au fost realizate în 14.02.2018 (Reprezentanța Transgaz) și în perioada 05-06.06.2018 la sediul Transgaz din Mediaș;
- s-a realizat evaluarea anuală a modului de implementare a Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute (*transmise prin Adresa DSMC 4226/29.01.2018, împreună cu Anexa 1 - Situația incidentelor de integritate,*

*Anexa 2- Raportare implementare măsuri SNA Ministerul Justiției și Raport la data de 30.01.2018 privind stadiul realizării Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A);*

- a fost inițiată o campanie de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției; în acest sens s-a transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății;
- pentru identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție din cadrul societății a fost emisă Decizia nr.434/10.05.2018 privind constituirea Grupului de Lucru pentru prevenirea corupției care are ca principală atribuție coordonarea tuturor etapelor necesare managementului riscurilor de corupție;
- s-a numit Consilierul de integritate la nivelul SNTGN Transgaz SA, prin Decizia nr.130/20.02.2018;
- declararea averilor, intereselor s-a realizat de către toți factorii vizati, în conformitate cu prevederile legale;
- s-a elaborat *Metodologia de evaluare a riscurilor de corupție*;
- s-a elaborat Procedura de Sistem PS 06 SMI Prevenirea Corupției;
- s-a actualizat Codul de etică, în conformitate cu modificările legale;
- s-au realizat conform programului de pregătire și perfecționare profesională, cursurile de perfecționare a personalului de execuție, pe teme privind integritatea, corupția și fraudă;

## 5.2.7 Sistemul de Control Intern/Managerial

### 1. Generalități

#### Definirea controlului intern/managerial

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

Conform acestui act normativ, **controlul intern/managerial** este definit ca reprezentând ***ansamblul formelor de control exercitate la nivelul entităților publice, inclusiv auditul intern, stabilite de conducere în concordanță cu obiectivele acestuia și cu reglementările legale, în vederea asigurării administrării fondurilor publice în mod economic, eficient și eficace; acesta include de asemenea structurile organizatorice, metodele și procedurile.***

În SNTGN Transgaz, activitatea de control este percepută ca un mijloc de analiză a activităților societății, de adoptare și aplicare a unui nou tip de management intern care se asociază frecvent cu ***activitatea de cunoaștere***, permițând astfel managementului să coordoneze activitățile din cadrul societății într-un mod eficient.

Controlul intern este privit ca ***funcție managerială*** și nu ca operațiune de verificare. Prin exercitarea funcției de control, conducerea constată abaterile rezultate de la obiectivele stabilite, analizează cauzele și dispune măsurile corective sau preventive care se impun. Prin dezvoltarea Sistemului de Control Intern/Managerial, SNTGN Transgaz trece la un nou tip de management, adecvat unei societăți flexibile, care include managementul strategic, managementul performanței și managementul riscurilor.

## 2. Cadru legislativ

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

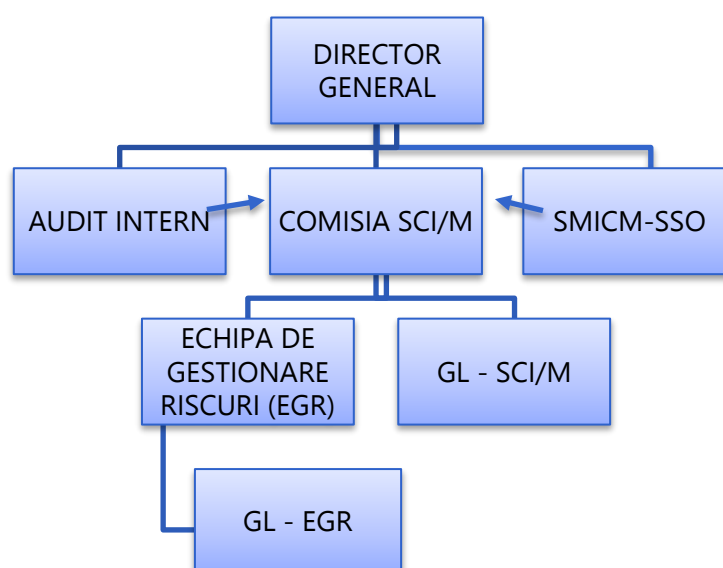
- Ordonanța Guvernului nr. 119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv;
- Legea nr. 234 din 7 decembrie 2010 privind modificarea și completarea OG nr. 119/1999;
- Ordinul Secretarului General al Guvernului nr 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul nr. 200/2016;
- Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 201/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind coordonarea, îndrumarea metodologică și supravegherea stadiului implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial la entitățile publice;
- Ordinului Secretariatului general al Guvernului 600/20.04.2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial nr. 387/07.05.2018, Partea I, (aplicabil începând cu data de 07.05.2018);
- Reglementări internaționale:
  - Comitetul Entităților Publice de Sponsorizare a Comisiei TEADWAY (S.U.A)-COSO;
  - Institutul Canadian al Contabililor Autorizați (CRITERIA OF CONTROL)-COCO;
  - COMISIA EUROPEANĂ;
  - Organizația Internațională a Instituțiilor Supreme de Audit (INSOSAI).

### Notă:

În anul 2018, prin *Ordinul Secretariatului general al Guvernului 600/20.04.2018* privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 387/07.05.2018, Partea I, s-a abrogat *Ordinul Secretariatului general al Guvernului 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice*, publicat în Monitorul Oficial al României, nr. 444/22.06.2015, Partea I, cu modificările și completările ulterioare.

## 3. Structura organizatorică a Sistemului de Control Intern/Managerial

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



**Figura 20** -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

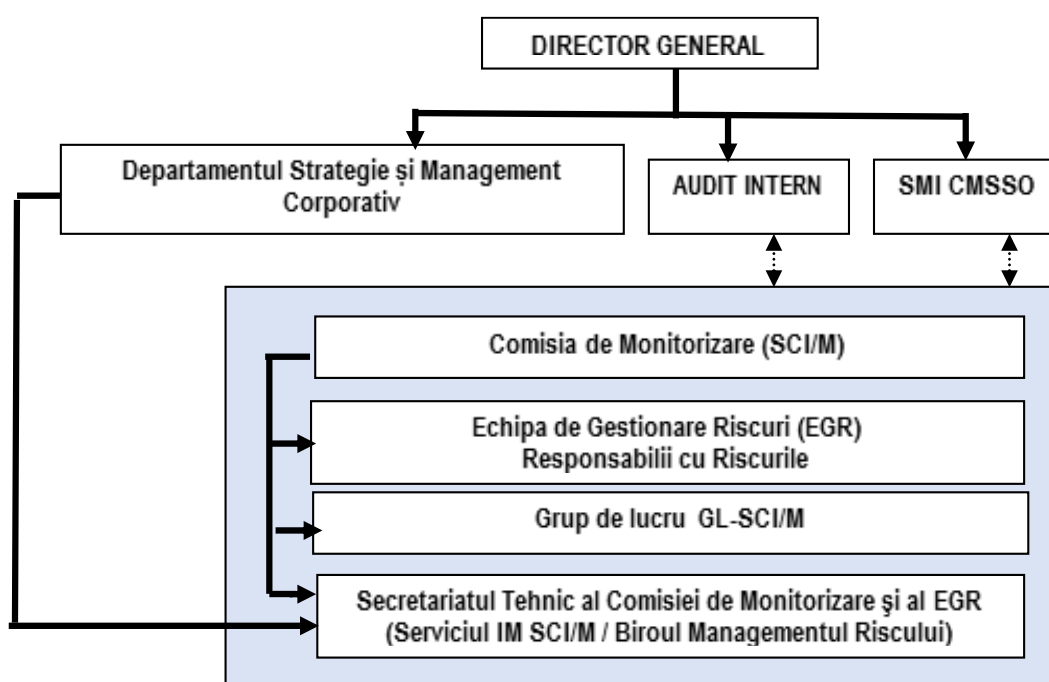
**Notă:**

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

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

Structura organizatorică prezentată în fig. 14 a fost valabilă până în data de 07.05.2018 când a intrat în vigoare Ordinul Secretariatului general al Guvernului 600/20.04.2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 387/07.05.2018, Partea I, care a abrogat Ordinul Secretariatului general al Guvernului 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, publicat în Monitorul Oficial al României, nr. 444/22.06.2015, Partea I, cu modificările și completările ulterioare.

Noua structură organizatorică stabilită se prezintă astfel:



**Figura 21** -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA

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

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

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

Modul de organizare și de lucru al Comisiei de Monitorizare, se află în responsabilitatea președintelui CM au fost stabilite pe baza **Regulamentul de Organizare și Funcționare al**

**Comisiei de Monitorizare SCI/M** și prin Procedura de Proces PP "Activitatea Comisiei de monitorizare SCI/M".

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

Prin urmare, a fost constituită Comisia de monitorizare prin **Decizia nr. 751/23.07.2018 modificată cu Decizia nr. 976/19.09.2018**, deciziile anterioare fiind abrogate, iar Regulamentul de Organizare și Funcționare a Comisiei de monitorizare SCI/M actualizat a fost înregistrat cu nr. 37020/23.07.2018.

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

**Membrii** în *Comisia de monitorizare* sunt numiți directorii departamentelor/direcțiilor independente/ Serviciilor independente/Sucursalei Mediaș/Exploatărilor Teritoriale din cadrul societății.

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

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

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

#### 4. Standardele de control intern/managerial

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

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

Scopul standardelor de control intern/managerial, aplicate în SNTGN Transgaz este de a crea un sistem de referință care să permită evaluarea sistemului de control intern/managerial, la momente diferite și să evidențieze zonele și direcțiile de schimbare.



Se poate spune că standardele furnizează bunele practici, pe care conducerea SNTGN Transgaz trebuie să le pună în aplicare.

Controlul intern/managerial cuprinde standarde grupate pe 5 secțiuni, denumite în OSGG 600/2018 componente ale controlului intern/managerial, strâns interdependente între ele, care decurg din maniera în care sunt administrate activitățile și care sunt integrate acestor activități, așa cum se prezintă în tabelul următor:

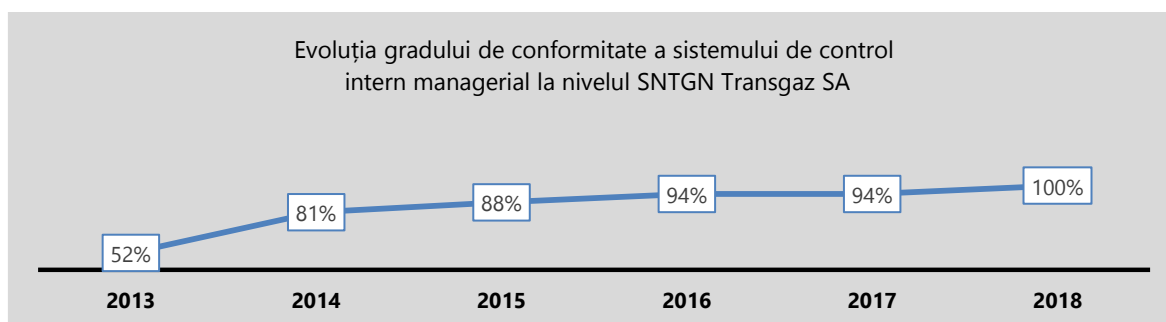
Componentele controlului intern/managerial	Standarde
<b>I. MEDIUL DE CONTROL</b>	
Grupează problemele legate de organizare, managementul resurselor umane, etica, deontologie și integritate.	Standardul <b>1</b> - Etică, integritate
	Standardul <b>2</b> - Atribuții, funcții, sarcini
	Standardul <b>3</b> - Competență, performanță
	Standardul <b>4</b> - Structura organizatorică
<b>II. PERFORMANȚE ȘI MANAGEMENTUL RISCULUI</b>	
Vizează problematica managementului legată de fixarea obiectivelor, planificare (planificarea multianuală), programare (planul de management), performanțe (monitorizarea performanțelor) și gestionarea riscurilor;	Standardul <b>5</b> - Obiective
	Standardul <b>6</b> - Planificarea
	Standardul <b>7</b> - Monitorizarea performanțelor
	Standardul <b>8</b> - Managementul riscului
<b>III. ACTIVITĂȚI DE CONTROL</b>	
Se focalizează asupra: elaborării procedurilor, continuității derulării proceselor și activităților, separării atribuțiilor, supravegherii;	Standardul <b>9</b> - Proceduri
	Standardul <b>10</b> - Supravegherea
	Standardul <b>11</b> - Continuitatea activității
<b>IV. INFORMARE ȘI COMUNICARE</b>	
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 <b>12</b> - Informarea și comunicarea
	Standardul <b>13</b> - Gestionarea documentelor
	Standardul <b>14</b> - Raportarea contabilă și financiară
<b>V. EVALUARE ȘI AUDIT</b>	
Vizează dezvoltarea capacității de evaluare a controlului intern/managerial, în scopul asigurării continuității procesului de perfecționare a acestuia.	Standardul <b>15</b> - Evaluarea sistemului de control intern/managerial
	Standardul <b>16</b> - Auditul intern

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

- elaborarea, conform prevederilor Ordinului SGG nr. 200/2016, care modifică și completează Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, a *Situației Centralizatoare anuală privind stadiul implementării sistemului de control intern/managerial, conform rezultatelor autoevaluării la data de 31.12.2017, în cadrul SNTGN Transgaz SA* și transmiterea acesteia Ministerului Economiei;

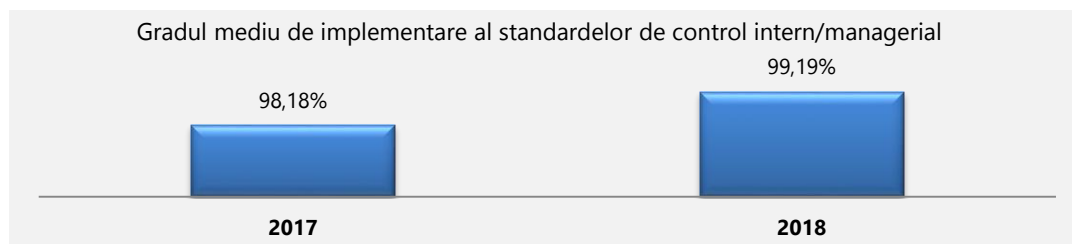
- elaborarea, în vederea raportării stadiului implementării Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA la 31.12.2017 (rezultat în urma analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice), a *Raportului directorului general asupra Sistemului de Control Intern/Managerial* conform modelului prevăzut în Anexa nr. 4.3. din Instrucțiunile prevăzute la Ordinul SGG nr. 400/2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice, modificat și completat de Ordinul SGG nr. 200/2016 și alte documente, anexe, și transmiterea acestora Ministerului Economiei;
- aprobarea și transmiterea către Ministerul Economiei a *Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA 2018-2021*, elaborat conform prevederilor Ordinului Secretariatului General al Guvernului nr. 400 din 12 iunie 2015 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial la entitățile publice, modificat și completat de OSGG nr. 200/2016, art. 4, alin. (1) coroborat cu art. 8, alin. (1);
- postarea Programului de dezvoltare al Sistemului de Control Intern/Managerial în cadrul SNTGN Transgaz SA 2018-2021, în zona publică TRANSGAZ la adresa: <http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/>, în vederea conformării tuturor structurilor organizatorice;
- reorganizarea structurii în baza de date **Zona comună (transgaz on intranet – ZonelInterDep – "ControlIntern Managerial")**, cu accesul limitat al membrilor Comisiei CM numiți prin Decizie, al responsabililor SCI/M pe departament/direcție independentă/serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatare teritorială; gruparea documentelor pe standarde și pe structuri organizatorice în această zonă, este creată atât pentru realizarea unei comunicării rapide și eficiente privind elaborarea tuturor documentelor justificative necesare demonstrării implementării SCIM în cadrul tuturor entităților societății;
- Crearea în zona publică TRANSGAZ la adresa: <http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/>, a folderului *Control intern managerial* pentru diseminarea informațiilor de interes general;
- Aprobarea Procedurii de sistem Managementul sistemului de control intern managerial cod PS 07 SMI
- Desfășurarea instruirii membrilor Comisiei de monitorizare și a responsabililor SCI/M din fiecare departament/direcție/serviciu independent/Sucursala Mediaș/Exploatarea teritorială, cu următoarea tematică:
  - modul de completare a Fișelor analitice și a Chestionarului de autoevaluare pentru fiecare entitate organizatorică din cadrul Transgaz SA pentru anul 2018 conform Procedurii de Sistem PS 07 SMI *Managementul Sistemului de control intern/managerial*;
- urmărirea și verificarea modului de completare de către fiecare entitate structurală a "Chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial", și a asumării acestuia de către conducătorul entității structurale;
- centralizarea datelor din Chestionarele de autoevaluare la nivelul SNTGN Transgaz SA;
- inventarierea activităților procedurabile din cadrul Transgaz SA la data de 31.12.2018, a evidențiat un număr de 290 activități/procese declarate procedurabile, un număr de 7 proceduri de sistem și 125 proceduri de proces elaborate;

- transmiterea, la sfârșitul anului 2017, de către toate structurile organizatorice existente, (conform organigramei), a *Rapoartelor privind monitorizarea performanțelor pentru anul 2017*, către secretariatul Comisiei de Monitorizare;
- analiza și centralizarea *Rapoartelor privind monitorizarea performanțelor pentru anul 2017*, de către Serviciul Implementare și Monitorizare SCI/M, și elaborarea *Informării privind monitorizarea performanțelor, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017*; aceasta prezintă o analiză a gradului de realizare a obiectivelor în baza indicatorilor de performanță stabiliți, prin *Sistemul de Monitorizare a desfășurării activității, anul 2017*;
- elaborarea *Raportului privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017*, ca urmare a analizării și centralizării datelor din chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice; acesta prezintă o evaluare a modului de implementare a fiecărui standard în parte, de către fiecare structură organizatorică și o evaluare generală la nivelul societății; standardele de control intern/managerial sunt considerate a fi implementate, parțial implementate sau neimplementate în funcție de îndeplinirea criteriilor specifice fiecărui standard; gradul de conformitate a sistemului de control intern/managerial este stabilit în funcție de numărul standardelor implementate; stadiul de implementare a sistemului de control intern/managerial, pentru cele 284 structuri organizatorice, s-a analizat la nivelul fiecărui standard de control intern/managerial din cadrul celor 5 componente (elemente cheie) ale controlului intern/managerial;
- aprecierea gradului de conformitate a sistemului propriu de control intern managerial cu standardele de control intern managerial, în raport cu numărul de standarde implementate.
- concluziile, *Raportului privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2018*, sunt:
  - **gradul de conformitate a sistemului de control intern/managerial, în SNTGN Transgaz este 100%**; evoluția gradului de conformitate a SCI/M, față de anii precedenți se prezintă în figura de mai jos:



**Grafic 32**-Evoluția gradului de implementare al SCI/M

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



**Figura 22** -Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial 2018 vs 2017

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



- operațiunea de verificare și autoevaluare a propriului sistem de control managerial și elaborarea respectiv prezentarea raportului asupra sistemului de control intern managerial, se face anual;
- **autoevaluarea sistemului de control intern/managerial** previne funcționarea defectoasă a controlului intern/managerial, prin detectarea deficiențelor și corectarea acestora.
- propunerea Președintelui Comisiei de Monitorizare, de organizare a unui curs de perfecționare în domeniul SCI/M, pentru un grup de 25 persoane cu funcții de conducere, în vederea perfecționării în procesul de implementare/dezvoltare a sistemului de control intern/managerial, inclusiv a registrului riscurilor și a procedurilor formalizate pe activități, în anul 2018 au participat la cursuri de perfecționare 40 persoane cu funcții de conducere și 47 persoane cu funcții de execuție.

Acțiuni de realizat pentru perioada următoare:

- actualizarea Deciziei nr. 548 din 26.07.2016 privind numirea responsabililor SCI/M din cadrul SNTGN Transgaz SA;
- întocmirea de către Secretariatul tehnic al Comisiei de monitorizare a *Situației sintetice a rezultatelor autoevaluării*, prin centralizarea informațiilor din chestionarele de autoevaluare, semnate și transmise de conducătorii de compartimente;
- întocmirea de către Secretariatul tehnic al Comisiei de monitorizare a *Situației centralizatoare anuale a rezultatelor autoevaluării*, prin centralizarea informațiilor din chestionarele de autoevaluare, semnate și transmise de conducătorii de compartimente;
- elaborarea de către Secretariatul tehnic al Comisiei de monitorizare a Raportului privind stadiul implementării Sistemului de Control Intern/Managerial, la nivelul SNTGN Transgaz pentru anul 2018, ca urmare a analizării și centralizării datelor din Chestionarele de autoevaluare transmise de către entitățile organizatorice;
- continuarea instruirii/consilierii privind prevederile Procedurii de Sistem PS 07 SMI Managementul sistemului de control intern managerial;
- demarare dezvoltare sistem de control intern/managerial în cadrul VESTMOLDTRANSGAZ.

## 5.2.8 Managementul Riscului

### 1. Cadru legislativ

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

- Ordonanța Guvernului nr. 119/2015 privind controlul intern/manAGERIAL și controlul financiar preventiv;
- Legea nr. 234 din 7 decembrie 2010 privind modificarea și completarea OG nr. 119/1999;
- Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 400/2015 pentru aprobarea Codului controlului intern/manAGERIAL al entităților publice, cu modificările și completările ulterioare; abrogat în 07.05.2018;
- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern manAGERIAL al entităților publice; în vigoare din 07.05.2018;
- Metodologia de management al riscurilor 2018, elaborată de Secretariatul General al Guvernului;
- Ordinul Secretarului General al Guvernului nr. 201/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind coordonarea, îndrumarea metodologică și supravegherea stadiului implementării și dezvoltării sistemului de control intern manAGERIAL la entitățile publice;
- SR EN 31000:2010, Managementul riscului-Principii și linii directoare;
- SR EN 31010:2010, Managementul riscului-Tehnici de evaluare a riscului.

### 2. Cadru organizațional al procesului de management de risc

În vederea gestionării riscurilor la nivelul societății, directorul general al SNTGN Transgaz SA a constituit prin Decizia internă nr. 750/23.07.2018, o structură cu atribuții în acest sens, denumită **Echipa de Gestionare a Riscurilor (EGR)**, în componența următoare:

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

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

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

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

- stabilirea contextului;
- identificarea riscurilor;
- evaluarea riscurilor;

- tratarea riscurilor.

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

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

### 3. Acțiuni întreprinse în anul 2018

În anul 2018 au fost întreprinse următoarele acțiuni:

- elaborarea draft-ului *Strategiei de managementul riscului*; aceasta stabilește cadrul pentru identificarea, evaluarea, monitorizarea și controlul riscurilor semnificative, în vederea menținerii lor la niveluri acceptabile, în funcție de *limita de toleranță la risc*; prin strategia de managementul riscului, s-a stabilit toleranța la risc în raport cu expunerea la risc, utilizând o scală cu 3 trepte, rezultând o matrice cu 9 "valori" pentru expunerea la risc;
- transmiterea Draf-ului *Strategiei de managementul riscului*, spre analiză, funcțiilor relevante, în vederea verificării conformității cu politicile societății și cu legislația în vigoare;
- aprobarea *Strategiei de Managementul Riscului*, în data de 25 septembrie, prin Hotărârea Consiliului de Administrație nr. 41/2018.
- analizarea și centralizarea, în luna ianuarie 2018, a *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor pentru anul 2017*, de către secretariatul Echipei de Gestionare a Riscului.
- analiza riscurilor semnificative identificate la nivelul societății:

<b>Riscuri privind sectorul gazelor naturale</b>
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.
<b>Riscuri privind activitatea de transport gaze naturale</b>
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.
<b>Riscuri financiare</b>
Creditare.
Cursul valutar.
Rata dobânzii.
Lichidități.

### **Riscul determinat de corelarea cu evoluția pieței globale**

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

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

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

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

### **Riscuri strategice-financiare**

#### **Riscul de credit**

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

Instrumentele de control sunt:

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

Acest risc este apreciat a fi risc cu tolerare scăzută.

#### **Riscul de lichidități**

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

Acest risc este apreciat a fi risc cu tolerare scăzută.

#### **Riscul valutar**

Societatea este expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin datoria generată de împrumuturile sau datoriile comerciale exprimate în valută. Datorită costurilor mari asociate, politica societății este să nu utilizeze instrumente financiare pentru diminuarea acestui risc. Este un risc tolerabil, astfel că ținerea sa sub control nu necesită măsuri speciale.



### **Riscul de rată de dobândă**

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

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

### **Riscul de piață**

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

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

### **Riscul legat de obținerea autorizațiilor de construire**

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

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

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

- demersuri urgente și sistematice pentru actualizarea/finalizarea Codului rețelei și punerea lui în acord cu reglementările europene;
- demersuri pentru reglementarea situației juridice a terenurilor afectate de obiective aparținând SNTGN Transgaz;
- demersuri pentru obținerea acordurilor de acces în teren, pentru lucrări de investiții ale SNT.

### **Riscul legat de cadrul reglementat în care societate își desfășoară activitatea**

#### **Specifice sectorului de gaze naturale:**

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

#### **Specifice activității de transport gaze naturale:**

- activitatea de transport se desfășoară într-un cadru reglementat;
- variațiile prețului gazului achiziționat de societate;

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

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

S-au identificat următoarele oportunități:

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

### **Riscul de catastrofe naturale**

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

- f) elaborarea *Registrului de Riscuri, la nivel de societate, pentru anul 2018, nr. DSMC 10336/02.03.2018.*
- g) organizarea și desfășurarea ședinței Echipei de Gestionare Riscuri la data de 08.03.2018.
- h) avizarea în cadrul ședinței EGR a următoarelor documente:
  - *Strategia de Managementul Riscului;*
  - *Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscului la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
  - *Referatul privind aprobarea Limitei de toleranță propusă pentru anul 2018;*
  - *Referatul privind aprobarea Profilul de risc al SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
  - *Registrul Riscului la nivel de societate, pentru anul 2018;*
  - *Programul de măsuri pentru minimizarea riscurilor, la nivel de societate, pentru anul 2018.*
- i) aprobarea de către Directorul General a următoarelor documente:
  - *Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscului la nivelul SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
  - *Referatul privind aprobarea Limitei de toleranță propusă pentru anul 2018;*
  - *Referatul privind aprobarea Profilul de risc al SNTGN Transgaz, pentru anul 2017;*
  - *Registrul Riscului la nivel de societate, pentru anul 2018;*
  - *Programul de măsuri pentru minimizarea riscurilor, la nivel de societate, pentru anul 2018.*
- j) elaborarea și aprobarea Procedurii de Sistem PS 05 SMI *Managementul riscurilor;*
- k) emiterea Deciziei interne nr. 750/23.07.2018, de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor, care înlocuiește decizia nr. 602/27.06.2017;

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

#### 4. Acțiuni de realizat pentru perioada viitoare

Acțiunile de realizat pentru perioada următoare sunt:

- continuarea instruirii privind modul de completare a anexelor prevăzute în Procedura de Sistem PS 05 SMI *Managementul riscurilor*;
- actualizarea Deciziei de constituire a Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- actualizarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Echipei de Gestionare a Riscurilor;
- aprobarea de către Președintele Echipei de Gestionare a Riscurilor, a *Programului de Consiliere* cu tema *Managementul Riscului* și a materialului de prezentare;
- Efectuarea consilierii în conformitate cu Programul de Consiliere;
- în baza *Rapoartelor privind desfășurarea procesului de gestionare și monitorizare a riscurilor, pentru anul 2018* se elaborează de către Secretariatul EGR *Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscului pentru anul 2018, la nivel de societate*;

- realizarea *Profilului de risc al societății, decembrie 2018*; în baza Profilului de risc se stabilește *Limita de toleranță* pentru anul 2019;
- elaborarea de către Secretariatul EGR a *Registrului de Riscuri, la nivelul societății, pentru anul 2019*, avizarea de către Președintele Echipei de Gestionare a Riscurilor și de către Președintele Comisiei de Monitorizare și apoi aprobarea acestuia de către Directorul General;
- elaborarea de către Secretariatul EGR a *Planului de măsuri de minimizare a riscurilor, la nivelul societății, pentru anul 2019*, avizarea de către Președintele Echipei de Gestionare a Riscurilor și de către Președintele Comisiei de Monitorizare și apoi aprobarea acestuia de către Directorul General;
- diseminarea *Registrului de Riscuri, la nivelul societății, anul 2019 și a Planului de măsuri de minimizare a riscurilor* prin publicarea în baza de date "zonapublică", pentru conformare;
- declanșarea acțiunii de actualizare a documentelor privind managementul riscului, pentru anul 2019, la nivelul structurilor organizatorice;
- verificarea documentelor postate de către structurile organizatorice.
- implementare managementul riscului în cadrul VESTMOLDTRANSGAZ.

## 5.2.9 Comunicare

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

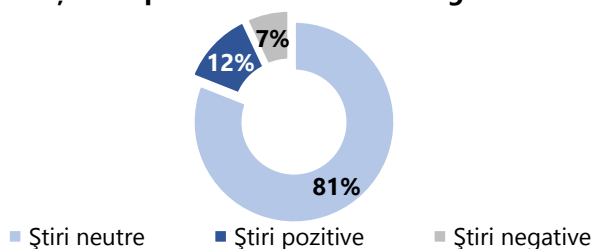
Sub sloganul "**O COMPANIE RESPONSABILĂ ESTE O COMPANIE A VIITORULUI**", întreaga activitate de comunicare internă și externă a societății este modelată pe și se desfășoară în conformitate cu principiile deontologiei profesionale, eticii, transparenței și bunelor practici de business și colaborare, culturii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

## Monitorizarea infografică a știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2018

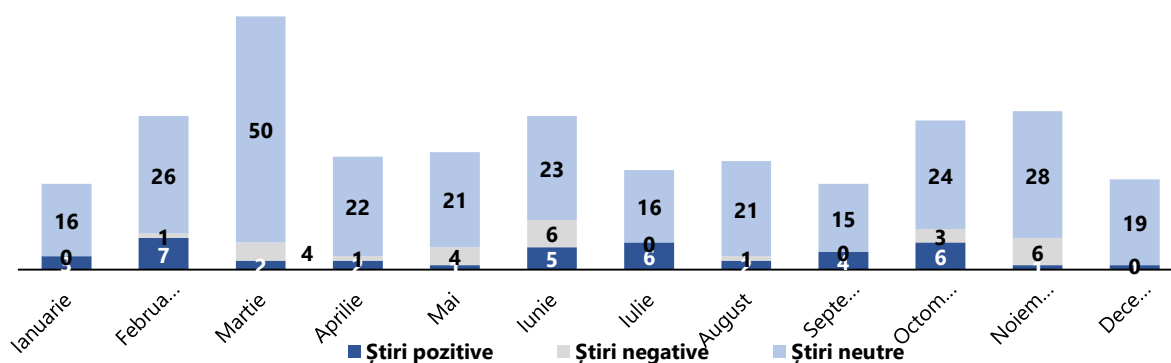
În urma monitorizării știrilor privind activitatea Transgaz, apărute pe canalele media pe parcursul anului 2018, menționăm că în acest an au fost în număr de **347** din care:

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

### Ponderea știrilor privind activitatea Transgaz în anul 2018



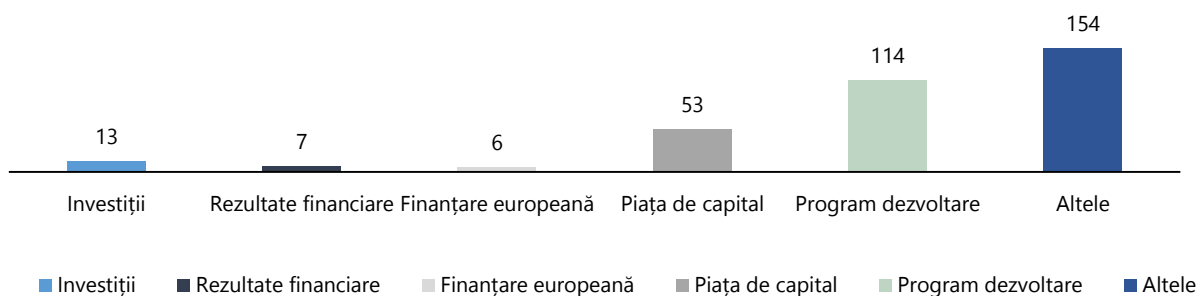
Distribuția pe luni în anul 2018 a referirilor media pozitive, neutre, negative apărute este următoarea:



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

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

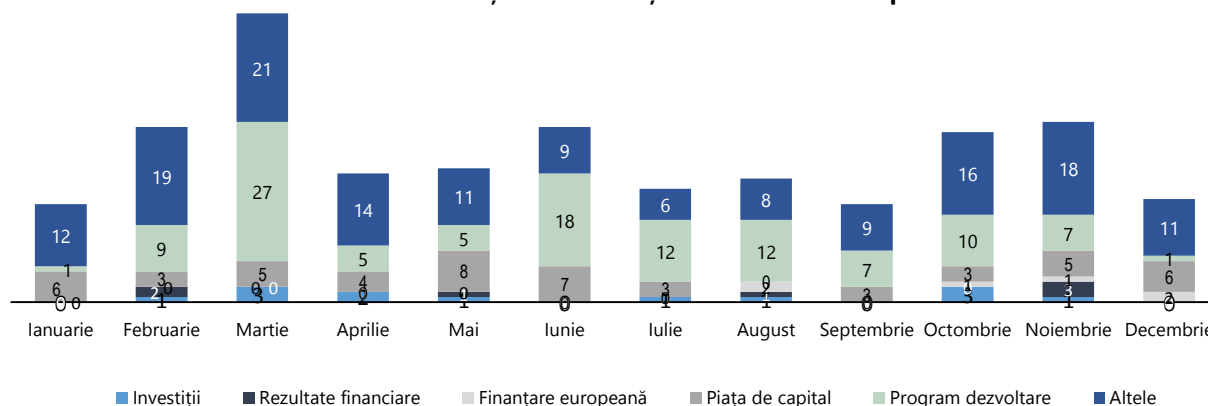
**Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată la data de 31.12.2018**



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

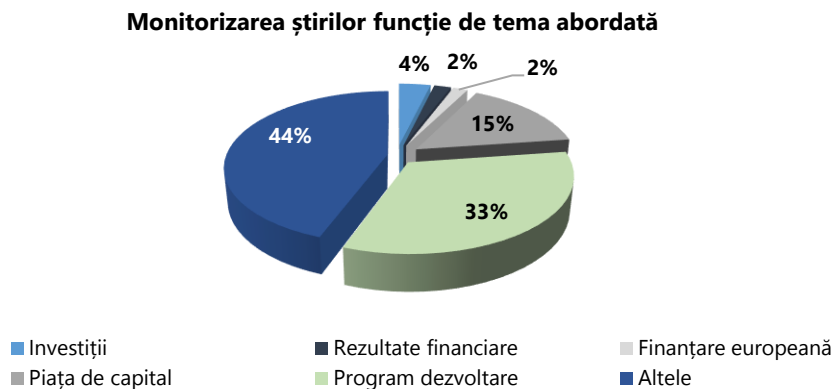
Distribuția pe luni în anul 2018 a referirilor apărute funcție de tema abordată se prezintă astfel:

**Monitorizarea știrilor în funcție de tema abordată pe luni**



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

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



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

**VESTMOLDTRANSGAZ SRL** are nevoie de o nouă identitate vizuală. Rebrandingul societății este prioritar pentru impunerea pe piață a noii societăți și pentru definirea noilor sale elemente de identitate vizuală.

Elementele vizate de rebanding sunt:

- Eaborarea manualului de identitate vizuală;
- Elementele de identitate vizuală (logo, sigle, culori)
- Principiile folosirii materialelor de comunicare internă și externă
- Aplicarea instrumentelor de comunicare internă eficientă (newsletter, intranet)
- Propuneri de documente cheie (codul etic)
- Folosirea siglelor pe materialele și echipamentele folosite de toți angajații VESTMOLDTRANSGAZ SRL (elementele de birotică, insigne, echipament de lucru și echipament de protecție a muncii etc)
- Digital (optimizarea site-ului, intranet)
- Vehiculele societății
- Formulare
- Publicații

Scopul principal al comunicării și al întregului proces de rebrandig este poziționarea corectă și la standarde înalte de calitate și imagine a societății.

Strategia de comunicare urmărește implementarea eficientă a principiilor guvernantei corporative privind transparența și corectitudinea datelor și informațiilor, flexibilitatea și eficacitatea în întreg sistemul și procesul comunicării interne și externe, de la nivelul VESTMOLDTRANSGAZ SRL.

Clienții

- VESTMOLDTRANSGAZ SRL țintește clienți industriali și casnici. Nevoile acestora țin de existența unei rețele de transport care să furnizeze gaze naturale la parametrii optimi și la un preț corect.
- Piața de gaze naturale din Republica Moldova este constantă, din punct de vedere al consumatorilor, tendința fiind de identificare a unor noi surse de energie.
- Competitorii VESTMOLDTRANSGAZ SRL sunt: Moldovatransgaz SRL.
- Cota de piață țintă este: de minim 70% din consumul de gaze naturale din Republica Moldova.

- Piața poate fi extinsă prin construirea unei rețele noi de transport gaze naturale până la Bălți.
- Modalitățile de atragere a noilor clienți sunt:
  - politica de prețuri (care este sub incidența tarifului de transport reglementat de ANRE)
  - volumele de gaze naturale ce pot fi livrate.

Alte informații privind activitatea VESTMOLDTRANSGAZ se găsesc pe site-ul societății: [www.vmtg.md](http://www.vmtg.md).

## 5.2.10 Indicatori cheie de performanță nefinanțari

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

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

Nr. Crt	Indicator	Obiectiv	Nr crt.	2018		Grad de realizare
				Planificat	Realizat	
<b>Operaționali</b>						
6	Monitorizare Strategie de investiții și implementare	<b>Realizarea proiectelor FID din Planul de dezvoltare pe 10 ani</b> <i>I = (acțiuni realizate + demarate) / acțiuni propuse</i> <b>1.Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria (BRUA faza 1).</b>	6.1	Obținerea deciziei exhaustive (în conformitate cu prevederile din Regulamentul UE nr 347/2013)	<b>Realizat</b> (martie 2018)	100%
7	Creșterea eficienței energetice	Menținerea ponderii consumului tehnologic în total gaze naturale vehiculate sub 1%	7.1	< 1	0,62	161,3%
<b>Orientați către servicii publice</b>						
8	Indicatori de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	Realizarea țintelor prevăzute în Standardul de performanță pentru serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale (ordinul ANRE 161/26.11.2015 intrat în vigoare la 1 octombrie 2016)	8.1	$IP_0^1 \geq 90\%$	98,43%	100%
			8.2	$IP_1^1 \geq 95\%$	100%	
			8.3	$IP_1^2 \geq 95\%$	100%	
			8.4	$IP_1^3 \geq 95\%$	99,53%	
			8.5	$IP_1^4 \geq 95\%$	-	
			8.6	$IP_1^5 \geq 95\%$	-	
			8.7	$IP_2^1 \geq 95\%$	100%	
			8.8	$IP_2^2 \geq 95\%$	-	
			8.9	$IP_3^1 \geq 95\%$	100%	
			8.10	$IP_3^2 \geq 95\%$	100%	



			8.11	$IP_3^3 \geq 95\%$	-	
			8.12	$IP_3^4 \geq 95\%$	100%	
			8.13	$IP_4^1 \geq 95\%$	-	
			8.14	$IP_5^1 \geq 98\%$	99,7%	
			8.15	$IP_5^2 \geq 98\%$	100%	
			8.16	$IP_6^1 \geq 98\%$	100%	
			8.17	$IP_6^2 \geq 98\%$	100%	
			8.18	$IP_7^1 \geq 80\%$	92,04%	
			8.19	$IP_8^1 \geq 98\%$	100%	
			8.20	$IP_8^2 \geq 98\%$	-	
			8.21	$IP_9^1 \geq 90\%$	-	
<b>Guvernanță corporativă</b>						
9	<b>Implementare a sistemului de control intern/managerial</b>	Implementarea prevederilor Ordinului SGG nr. 600/2018 pentru aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice cu completările ulterioare. I = standarde implementate/standarde prevăzute de ordinul 600/2018*100	9.1	94%	<b>Realizat</b> Adresa nr DSMC/4786/ 25.01.2019	100%
10	<b>Satisfacția clienților</b>	Realizarea țintelor prevăzute în planul de administrare (Conform PP 165 Evaluarea satisfacției clienților un punctaj între 6-8 reprezintă faptul că serviciile oferite au satisfăcut în mod corespunzător cerințele clienților)	10.1	7,8	<b>Realizat</b> Adresa nr.SMC 9610/15.02.2019	100%
11	<b>Stabilirea politicilor managementului de risc și monitorizarea riscului</b>	Realizarea țintelor prevăzute în Planul de administrare privind implementarea cerințelor Standardului 8 din Ordinului SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern/managerial al entităților publice.	11.1	Elaborarea strategiei privind managementul riscului	<b>Realizat</b> Strategia de Managementul Riscului este înregistrată cu nr. DSMC/39870/06.08.2018 și aprobată prin HCA 41/2018	100%
			11.2	Elaborarea procedurii de sistem Managementul Riscului	<b>Realizat</b> Procedura de Sistem "Managementul Riscului" PS 05 SMI este aprobată și difuzată prin publicarea în baza de date "Zonapublică"	
			11.3	Elaborarea procedurii de desfășurare a activității EGR	<b>Realizat</b> Ca urmare a analizei de impact a intrării în vigoare a Ordinului Secretariatului General al Guvernului privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice nr. 600/2018, s-a hotărât ca Procedura de Proces "Activitatea Echipei de Gestionare a Riscului" să nu se mai elaboreze. Desfășurarea activității EGR este stabilită în Procedura de Sistem "Managementul Riscului" și în "Regulamentul de Organizare și	

					Funcționare al Echipei de Gestionare a Riscului" aprobat cu nr. 37021/ 23.07.2018.	
12	Raportarea la timp a indicatorilor cheie de performanță	Încadrarea în termenele legale de raportare $I = \text{termene efective de raportare} / \text{termene prevăzute de raportare} * 100$	12.1	Calendar de comunicare financiară către BVB	<b>Realizat</b>	100%
			12.2	Stadiul realizării Planului de dezvoltare a sistemului național de transport gaze naturale pe 10 ani	<b>Realizat</b> Adresa DSMC 10014/01.03.2018 Termen 15 martie 2018  Adresa DSMC 16016/15.03.2019 Termen 15 martie 2019	
			12.3	Raportare SCI/M	<b>Realizat</b> Adresa nr.DSMC/4786/25.01.2019 raportare pt anul 2018	
			12.4	Raportare privind realizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport gaze naturale	<b>Realizat</b> Adresa nr. 63288/28.11.2018 raportare ANRE pt. anul gazier 2017-2018	
			12.5	Raportare formular S1100 privind monitorizarea aplicării prevederilor OUG 109/2011	<b>Realizat</b> Adresa DSMC30292/19.06.2018 Adresa DSMC34773/11.07.2018 Adresa DSMC 68544/21.12.2018	
13	Creșterea integrității instituționale prin includerea măsurilor de prevenire a corupției ca element al planurilor manageriale	Respectarea măsurilor asumate prin Planul de integritate aprobat $I = \text{măsuri realizate în termen} / \text{măsuri propuse} * 100$	13.1	Elaborarea unei proceduri privind prevenirea corupției	<b>Realizat</b> Procedura de prevenire a fost elaborată, aprobată și publicată pe platforma de intranet a societății.	100%
			13.2	Elaborarea unei metodologii de evaluare a riscurilor de corupție	<b>Realizat</b> Metodologia face parte integrantă din procedura de la pct. 13.1	
			13.3	Publicarea rezultatelor evaluării SCIM	<b>Realizat</b> Publicat Raport anual 2017 la adresa: <a href="http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/5.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/2.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/">http://zonapublica.transgaz.ro/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/Sistem%20de%20Control%20Intern%20Managerial/5.%20Documente%20de%20evaluare%20interna%20si%20raportare/2.%20Raport%20anual%20al%20SCIM/</a>	
			13.4	Crearea unei baze de date cu societățile care nu au executat corespunzător contractele încheiate cu TRANSGAZ în urma	<b>Realizat</b> Baza de date a fost constituită la nivelul societății	

			procedurilor de achiziții publice	
	13.5		Elaborarea unei politici anti-mită la nivelul societății	<b>Realizat</b> Au fost aprobate Declarația de politică antifraudă și anticorupție și Politica antifraudă și anticorupției prin HCA 26 din 30.05.2018
	13.6		Identificarea și asimilarea de bune practici din Ghidul de bune practici al OCDE	<b>Realizat.</b> Aspecte introduse în Politica antifraudă și anticorupție, publicată pe <a href="http://zonapublică.transgaz.ro">zonapublică.transgaz.ro</a>
	13.7		Organizarea de cursuri de perfecționare pe teme privind integritatea, corupția și fraudă (personal de execuție);	<b>Realizat</b> conform programului de pregătire și perfecționare profesională
	13.8		Inițierea unei campanii de informare a salariaților privind fenomenul fraudei și corupției (personal de execuție);	<b>Intern:</b> a fost transmis tuturor salariaților Declarația de aderare la SNA și Planul de integritate al societății. <b>Extern:</b> conform Ord. 1244/2017 Serv. Antifraudă din cadrul DCC/MEC a realizat 3 activități de prevenire a corupției la care au participat salariații cu funcții de conducere din cadrul societății. Instruirile au fost realizate în 14.02.2018 (Reprezentanța Transgaz) și în perioada 05-06.06.2018 la sediul Transgaz din Mediaș
	13.9		Identificarea zonelor cu risc mare de fraudă și corupție din cadrul societății (consultant extern)	A fost emisă Decizia nr. 434/10.05.2018 privind constituirea Grupului de Lucru pentru prevenirea corupției care are ca principală atribuție coordonarea tuturor etapelor necesare managementului riscurilor de corupție Identificarea este în curs de realizare conform procedurii de prevenire aprobată în decembrie 2018.
	13.10		Prioritizarea acțiunilor de audit și control prin creșterea ponderii acestora în zonele expuse la fraudă și corupție	<b>Realizat</b> prin programele de audit și control anuale.
	13.11		Evaluarea anuală a modului de implementare a	<b>Realizat</b> La nivelul S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. a fost realizată evaluarea anuală, iar prin Adresa nr. DG

				Planului de integritate și adaptarea acestuia la riscurile și vulnerabilitățile nou apărute	3328/18.01.2019, a fost transmis către Ministerul Economiei (minister coordonator) Raportul la data de 17.01.2019 privind evaluarea Planului de Integritate al S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., Situația incidentelor de integritate 2017 (Anexa 1) și Raportare implementare măsuri S.N.A. (Anexa 2);
			13.12	Publicarea anuală a indicatorilor de performanță monitorizați în cadrul Planului de Integritate al societății	<b>Realizat</b> (prin publicarea Evaluării anuale a Planului de Integritate pe intranet)

**Tabel 40** -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinancieri pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2018

## 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– <b>Structuri de guvernare corporativă</b> : 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– <b>Drepturile deținătorilor de acțiuni</b> : drepturile deținătorilor de acțiuni, tratamentul deținătorilor de acțiuni.
-	Cap.3– <b>Consiliul de Administrație</b> : rolul și obligațiile Consiliului de Administrație, structura Consiliului de Administrație, numirea membrilor Consiliului de Administrație, remunerarea membrilor Consiliului de Administrație.
-	Cap.4– <b>Transparența, raportarea financiară, controlul intern și administrarea riscului</b> : transparența și raportarea financiară.
-	Cap.5– <b>Conflictul de interese și tranzacțiile cu persoane implicate</b> : conflictul de interese; tranzacțiile cu persoane implicate.
-	Cap.6– <b>Regimul informației corporative</b> .
-	Cap.7– <b>Responsabilitatea socială</b> .
-	Cap.8– <b>Sistemul de administrare</b> .
-	Cap.9– <b>Dispoziții finale</b> .

## 6.1 Declarația de Guvernare Corporativă

### I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

### II. ELEMENTELE DECLARAȚIEI DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

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

### I. DECLARAȚIA PRIVIND CONFORMITATEA CU CODUL

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

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

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

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

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

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

### Tabel privind conformitatea sau neconformitatea cu prevederile noului Cod

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
<b>Secțiunea A–Responsabilități</b>				
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 neaprezentare, cu excepția cazului în care neaprezentarea ar împiedica formarea cvorumului) și de la votul pentru adoptarea unei hotărâri privind chestiunea care dă naștere conflictului de interese respectiv.	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	X		

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
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:			
<b>A.4.1.</b> 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		
<b>A.4.2.</b> 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		
<b>A.4.3.</b> 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		
<b>A.4.4.</b> Nu este sau nu a fost angajatul sau nu are sau nu a avut în cursul anului precedent o relație contractuală cu un acționar semnificativ al societății, acționar care controlează peste 10% din drepturile de vot, sau cu o companie controlată de acesta.	X		
<b>A.4.5.</b> 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		
<b>A.4.6.</b> 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		
<b>A.4.7.</b> Nu este director general/director executiv al altei societăți unde un alt director general/director executiv al societății este administrator neexecutiv.	X		
<b>A.4.8.</b> Nu a fost administrator neexecutiv al societății pe o perioadă mai mare de 12 ani.	X		
<b>A.4.9.</b> Nu are legături de familie cu o persoană în situațiile menționate la punctele A.4.1 și A.4.4.	X		
<b>A.5</b> 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		



Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
<b>A.6</b>	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.
<b>A.7</b>	Societatea trebuie să desemneze un secretar al Consiliului responsabil de sprijinirea activității Consiliului.	X		
<b>A.8</b>	Declarația privind governanța corporativă va informa dacă a avut loc o evaluare a Consiliului sub conducerea Președintelui sau a comitetului de nominalizare și, în caz afirmativ, va rezuma măsurile cheie și schimbările rezultate în urma acesteia. Societatea trebuie să aibă o politică/ghid privind evaluarea Consiliului cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.		X	Activitatea CA este evaluată pe baza criteriilor de performanță incluse în planul de administrare precum și în contractele de mandat, gradul de îndeplinire al acestora este cuprins în raportul anual al CA. Societatea nu are o politică/ghid pentru evaluarea activității CA, evaluarea fiind realizată pe baza criteriilor mai sus menționate. TGN va transmite un raport curent de conformare în momentul elaborării acestei politici.
<b>A.9</b>	Declarația privind governanța corporativă trebuie să conțină informații privind numărul de întâlniri ale Consiliului și comitetelor în cursul ultimului an, participarea administratorilor (în persoană și în absență) și un raport al Consiliului și comitetelor cu privire la activitățile acestora.	X		
<b>A.10</b>	Declarația privind governanța corporativă trebuie să cuprindă informații referitoare la numărul exact de membri independenți din Consiliul de Administrație sau Consiliul de Supraveghere.	X		
<b>A.11</b>	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	X		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	recomandări Consiliului. Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare trebuie să fie independentă			
<b>Secțiunea B–Sistemul de administrare a riscului și sistemul de control intern</b>				
<b>B.1</b>	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>B.2</b>	Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent.	X		
<b>B.3</b>	În cadrul responsabilităților sale, comitetul de audit trebuie să efectueze o evaluare anuală a sistemului de control intern.	X		
<b>B.4</b>	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>B.5</b>	Comitetul de audit trebuie să evalueze conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.	X		
<b>B.6</b>	Comitetul de audit trebuie să evalueze eficiența sistemului de control intern și a sistemului de gestiune a riscului.	X		
<b>B.7</b>	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>B.8</b>	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>B.9</b>	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		

Prevederile noului Cod		Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
<b>B.10</b>	Consiliul trebuie sa 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>B.11</b>	Auditurile intern trebuie efectuate de către o divizie separată structural (departament de audit) din cadrul societății sau prin angajarea unei entități terțe independente.	X		
<b>B.12</b>	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		
<b>Secțiunea C–Recompense echitabile și motivare</b>				

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
C.1	<p>Societatea trebuie să publice pe pagina sa de intrenet politica de remunerare și să includă în raportul anual o declarație privind implementarea politicii de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei.</p> <p>Politica de remunerare trebuie formulată astfel încat să permită acționarilor înțelegerea principiilor și a argumentelor care stau la baza remunerației membrilor Consiliului și a Directorului General, precum și a membrilor Directoratului în sistemul dualist. Aceasta trebuie să descrie modul de conducere a procesului și de luare a deciziilor privind remunerarea să detalieze componentele remunerației conducerii executive (precum salarii, prime anuale, stimulente pe termen lung legate de valoarea acțiunilor, beneficii în natura, pensii și altele) și să descrie scopul, principiile și prezumțiile ce stau la baza fiecărei componente (inclusiv criteriile generale de performanță aferente oricărei forme de remunerare variabilă). În plus, politica de remunerare trebuie să specifice durata contractului directorului executiv și a perioadei de preaviz prevazută în contract, precum și eventuala compensare pentru revocare fără justa cauza.</p> <p>Raportul privind remunerarea trebuie să prezinte implementarea politicii de remunerare pentru persoanele identificate în politica de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei.</p> <p>Orice schimbare esențială intervenită în politica de remunerare trebuie publicată în timp util pe pagina de internet a societății.</p>		X	Transgaz aplică parțial această prevedere prin respectarea prevederilor OUG 109/2011 art.39 și art. 55 (2).
<b>Secțiunea D–Construind valoare prin relația cu investitorii</b>				
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 prevazute la punctul D.8 - inclusiv rapoartele curente	X		

Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
cu informații detaliate referitoare la neconformitatea cu prezentul Cod;			
<b>D.1.4.</b> 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.
<b>D.1.5.</b> 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		
<b>D.1.6.</b> Numele și datele de contact ale unei persoane care va putea să furnizeze, la cerere, informații relevante.	X		
<b>D.1.7.</b> Prezentările societății (de ex., prezentările pentru investitori, prezentările privind rezultatele trimestriale etc.), situațiile financiare (trimestriale, semestriale, anuale), rapoarte de audit și rapoarte anuale.	X		
<b>D.2</b> Societatea va avea o politică privind distribuția anuală de dividende sau alte beneficii către acționari, propusă de Directorul General sau de Directorat și adoptată de Consiliu, sub forma unui set de linii directoare pe care societatea intenționează să le urmeze cu privire la distribuirea profitului net. Principiile politicii anuale de distribuție către acționari vor fi publicate pe pagina de internet a societății.		X	Repartizarea profitului societății se realizează în conformitate cu prevederile OUG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.
<b>D.3</b> Societatea va adopta o politică în legătură cu previziunile, fie că acestea sunt facute publice sau nu. Previziunile se referă la concluzii cuantificate ale		X	Activitatea societății este reglementată de

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	<p>unor studii ce vizează stabilirea impactului global al unui număr de factori privind o perioadă viitoare (așa-numitele ipoteze): prin natura sa, această proiecție are un nivel ridicat de incertitudine, rezultatele efective putând diferi în mod semnificativ de previziunile prezentate inițial. Politica privind previziunile va stabili frecvența, perioada avută în vedere și conținutul previziunilor. Dacă sunt publicate, previziunile pot fi incluse numai în rapoartele anuale, semestriale sau trimestriale. Politica privind previziunile va fi publicată pe pagina de internet a societății.</p>			<p>către ANRE. Planul de administrare al Transgaz include strategia de administrare pe perioada mandataului. Acesta este structurat riguros și cuprinde direcții strategice de acțiune privind administrarea tuturor resurselor, proceselor operaționale și de management ale societății în scopul realizării cu maximă eficiență a obiectivelor de performanță stabilite.</p>
<b>D.4</b>	<p>Regulile adunărilor generale ale acționarilor nu trebuie să limiteze participarea acționarilor la adunările generale și exercitarea drepturilor acestora. Modificările regulilor vor intra în vigoare, cel mai devreme, începând cu următoarea adunare a acționarilor.</p>	X		
<b>D.5</b>	<p>Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.</p>	X		
<b>D.6</b>	<p>Consiliul va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale.</p>	X		<p>Aceste informații sunt cuprinse în raportul anual al Consiliului de Administrație precum și în Declarația conducerii întocmită în conformitate cu art. 30 din Legea contabilității nr. 82/1991.</p>
<b>D.7</b>	<p>Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prealabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la</p>	X		

	Prevederile noului Cod	Respectă	Nu respectă sau respectă parțial	Motivul de neconformitate
	adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.			
<b>D.8</b>	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		
<b>D.9</b>	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		
<b>D.10</b>	În cazul în care o societate susține diferite forme de expresie artistică și culturală, activități sportive, activități educative sau științifice și consideră că impactul acestora asupra caracterului inovator și competitivității societății fac parte din misiunea și strategia sa de dezvoltare, va publica politica cu privire la activitatea sa în acest domeniu.	X		

## II. ELEMENTELE DECLARAȚIEI DE GUVERNANȚĂ CORPORATIVĂ

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

#### Sistemul de administrare

Transgaz are un sistem de administrare unitar și este administrată de un Consiliu de Administrație. Acesta are competența generală pentru efectuarea tuturor actelor necesare în vederea îndeplinirii cu succes a obiectului de activitate al societății, cu excepția aspectelor care sunt de competența Adunării Generale a Acționarilor conform prevederilor Actului Constitutiv actualizat la 27.11.2018, sau ale legilor aplicabile.

Conducerea Transgaz este asigurată de un consiliu de administrație format majoritar din administratori neexecutivi și independenți, în sensul art.1382 din Legea nr.31/1990, privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Consiliul de Administrație este compus din 5 membri care garantează eficiența capacității de supraveghere, analiză și evaluare a activității societății precum și tratamentul echitabil al acționarilor. Membrii Consiliului de Administrație sunt aleși de Adunarea Generală a Acționarilor pentru un mandat de 4 ani, în cazul îndeplinirii în mod corespunzător a atribuțiilor, mandatul poate fi reînnoit, sau cu posibilitatea de a fi revocați de către Adunarea Generală Ordinară în cazul neîndeplinirii obiectivelor principale.

Membrii Consiliului de Administrație pot avea calitatea de acționar. Consiliul de Administrație al Transgaz este condus de un președinte numit de Consiliul de Administrație, din rândul membrilor săi ce asigură funcționarea optimă a organelor societății. Membrii Consiliului de



Administrație vor lua parte la toate Adunările Generale ale Acționarilor și își vor exercita mandatul în cunoștință de cauză, cu bună credință pentru interesul societății, cu due-diligence și grijă fără a divulga informațiile confidențiale și secretele comerciale ale societății atât pe perioada mandatului cât și după încetarea acestuia.

Actul Constitutiv al Transgaz actualizat la 27.11.2018 și aprobat de Consiliul de Administrație prin Hotărârea nr.49/27.11.2018, reglementează atribuțiile, răspunderile și competențele Consiliului de Administrație precum și obligațiile administratorilor companiei.

Consiliul de administrație își desfășoară activitatea în baza propriului său regulament și a reglementărilor legale în vigoare. Urmare a implementării Noului Cod de Governanță Corporativă a BVB, consiliul de administrație a avizat modificarea Regulamentului de Organizare și Funcționare a Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA în sensul respectării prevederilor acesteia și a fost aprobat în art.2 a HAGOA nr.8 din 17.12.2018.

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

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

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

### **Membrii Consiliului de Administrație al SNTGN Transgaz SA**

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

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

CV-urile membrilor Consiliului de Administrație al Transgaz sunt disponibile pe site-ul societății la adresa: [www.transgaz.ro/Despre noi/Management/Consiliul de administrație](http://www.transgaz.ro/Despre noi/Management/Consiliul de administrație).

### **Rolul și obligațiile Consiliului de Administrație**

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

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

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

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

În anul 2018 au avut loc 55 ședințe ale Consiliului de Administrație.

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

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

Directorul elaborează și prezintă consiliului de administrație o propunere pentru componenta de management a planului de administrare pe durata mandatului, în vederea realizării indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari.

Consiliul de administrație poate cere completarea sau revizuirea componentei de management a planului de administrare dacă aceasta nu prevede măsurile pentru realizarea obiectivelor cuprinse în scrisoarea de așteptări și nu cuprinde rezultatele prognozate care să asigure evaluarea indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari.

După aprobarea planului de administrare de către consiliul de administrație, componenta de management sau, după caz, indicatorii de performanță financiari și nefinanciari aprobați constituie anexă la contractul de mandat încheiat cu directorul.

Evaluarea activității directorilor de către consiliul de administrație va viza atât execuția contractului de mandat, cât și a componentei de management a planului de administrare. Directorul general elaborează și prezintă consiliului de administrație rapoartele prevăzute de lege.

Directorul general supune aprobării consiliului de administrație tranzacțiile încheiate cu administratorii, ori directorii, cu angajații, respectiv acționarii care dețin controlul asupra Transgaz sau cu o societate controlată de aceștia, dacă tranzacția are, individual sau într-o serie de tranzacții, o valoare de cel puțin echivalentul în lei a 50.000 euro.

Directorii executivi și directorii din cadrul sucursalelor sunt numiți de directorul general și se

află în subordinea acestuia, sunt funcționari ai TRANSGAZ S.A., execută operațiunile acesteia și sunt răspunzători față de aceasta pentru îndeplinirea îndatoririlor lor, în aceleași condiții ca și membrii consiliului de administrație.

Atribuțiile directorilor executivi și ale directorilor din cadrul sucursalelor sunt stabilite prin regulamentul de organizare și funcționare al TRANSGAZ S.A.

Nu pot exercita funcția de directori executivi sau directori de sucursale persoanele care sunt incompatibile potrivit Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Consiliul de administrație, conform art.19 pct.8 din Actul Constitutiv actualizat la 27.11.2018, informează în cadrul primei adunări generale a acționarilor ce urmează încheierii actului juridic, asupra: - oricărei tranzacții cu administratorii ori cu directorii, cu angajații, cu acționarii care dețin controlul asupra societății sau cu o societate controlată de aceștia; - tranzacțiilor încheiate cu soțul sau soția, rudele ori afinii până la gradul IV, inclusiv ai persoanelor prevăzute mai sus; - oricărei tranzacții încheiate între TRANSGAZ S.A. cu o altă întreprindere publică ori cu autoritatea publică tutelară, dacă tranzacția are o valoare, individual sau într-o serie de tranzacții, de cel puțin echivalentul în lei a 100.000 euro.

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

### **Răspunderea administratorilor**

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

### **Incompatibilități**

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

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

### **Atribuțiile consiliului de administrație**

Consiliul de administrație are, în principal, următoarele atribuții:

- stabilește direcțiile principale de activitate și de dezvoltare ale societății;
- elaborează planul de administrare, care include strategia de administrare pe durata mandatului pentru atingerea obiectivelor și criteriilor de performanță stabilite prin contractele de mandat;
- aprobă regulamentul intern privind organizarea și funcționarea comitetelor consultative constituite la nivelul consiliului de administrație și componența acestora;
- stabilește politicile contabile și sistemul de control financiar și aprobă planificarea financiară;
- aprobă structura organizatorică și regulamentul de organizare și funcționare ale TRANSGAZ S.A.;
- numește și revocă directorul general al TRANSGAZ S.A. și stabilește remunerația

- acestui;
- aprobă planul de management pe durata mandatului și pentru primul an de mandat al directorului general al TRANSGAZ S.A.;
  - supraveghează activitatea directorului general;
  - pregătește raportul anual, organizează adunările generale a acționarilor și implementează hotărârile acesteia;
  - introduce cererea pentru deschiderea procedurii insolvenței TRANSGAZ S.A., potrivit reglementarilor legale în vigoare;
  - aprobă nivelul garanțiilor pentru persoanele care au calitatea de gestionar;
  - încheie acte juridice prin care să dobândească, să înstrăineze, să închirieze, să schimbe sau să constituie în garanție bunuri aflate în patrimoniul TRANSGAZ S.A., cu aprobarea adunării generale a acționarilor atunci când legea impune această condiție;
  - aprobă competențele sucursalelor pe domenii de activitate (economic, comercial, tehnic, administrativ, financiar, juridic etc.) în vederea realizării obiectului de activitate al TRANSGAZ S.A.;
  - aprobă modificarea obiectului secundar de activitate al SNTGN „Transgaz” S.A.;
  - aprobă înființarea/desființarea punctelor de lucru–obiective aparținând SNT;
  - aprobă încheierea 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;
  - hotărăște în numele și pentru Adunarea Generală a Asociaților societății cu răspundere limitată Eurotransgaz de pe teritoriul Republicii Moldova;
  - adoptă orice alte decizii cu privire la activitatea societății, cu excepția celor care sunt de competența adunării generale a acționarilor.

### Numirea membrilor Consiliului de Administratie

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

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

### Comitetele consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație

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

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

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

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

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

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	TRIBUȚII
<b>COMITETUL DE NOMINALIZARE ȘI REMUNERARE</b>	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai Consiliului de Administrație;</p> <p>va fi format din administratori ne-executivi, cel puțin unul dintre membrii comitetului va fi administrator neexecutiv independent;</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ coordonează procesul de numire a membrilor Consiliului de Administrație;</li> <li>▪ elaborează și propune Consiliului de Administrație Procedura de alegere a membrilor Consiliului de Administrație;</li> <li>▪ adresează recomandări privind atât poziția de administrator cât și ocuparea posturilor vacante în cadrul Consiliului de Administrație;</li> <li>▪ evaluează cumulul de competențe profesionale, cunoștințe și experiențe la nivelul Consiliului de Administrație, directorilor și a altor funcții de conducere;</li> <li>▪ stabilește cerințele pentru ocuparea unei anumite poziții în administrarea societății;</li> </ul>

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Guvernare Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ elaborează și propune Consiliului de Administrație procedura de selecție a candidaților pentru funcțiile de director și alte funcții de conducere;</li> <li>▪ recomandă Consiliului de Administrație candidați pentru funcțiile enumerate;</li> <li>▪ aplică cele mai bune practici de guvernare corporativă prin îmbunătățirea cunoștințelor privind activitatea societății și actualizarea permanentă a competențelor profesionale ale membrilor Consiliului de Administrație;</li> <li>▪ elaborează politica de remunerare pentru administratori;</li> <li>▪ supune spre aprobarea Adunării Generale a Acționarilor această politică de remunerare;</li> <li>▪ formulează propuneri privind remunerarea directorilor și a altor funcții de conducere;</li> <li>▪ informează despre politica de remunerare în Statutul/Regulamentul de Guvernare Corporativă al companiei;</li> <li>▪ prezintă în Raportul Anual suma totală a remunerației directe și indirecte a administratorilor și directorilor, separat pe componentă fixă și variabilă a acestor remunerații;</li> <li>▪ în stabilirea remunerației administratorilor ne-executivi va respecta principiul proporționalității acestei remunerații cu responsabilitatea și timpul dedicat exercitării funcțiilor de către aceștia;</li> <li>▪ 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 guvernarea corporativă a întreprinderilor publice;</li> <li>▪ poate apela, dacă este cazul, la asistență din partea unor experți externi pentru îndeplinirea atribuțiilor cerute.</li> </ul>
<p><b>COMITETUL DE AUDIT ȘI RATING</b></p>	<p>va fi format din cel puțin trei membri ai Consiliului de Administrație și majoritatea membrilor trebuie să fie independenți;</p> <p>va fi format din administratori ne-executivi, cel puțin unul dintre membrii comitetului va fi administrator</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ asistă și recomandă Consiliului de Administrație, propuneri privind stabilirea sistemului contabil și de control financiar și aprobă planificarea financiar-bugetară;</li> <li>▪ monitorizează eficacitatea sistemelor controlului intern de calitate și a sistemelor de management al riscului entității și, după caz, a auditului intern în ceea ce privește raportarea financiară a entității auditate, fără a încălca independența acestuia;</li> <li>▪ monitorizează auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate, în special efectuarea acestuia, ținând cont de constatările și concluziile autorității competente, în conformitate cu art.26 alin. (6) din Regulamentul UE nr.537/2014;</li> </ul>

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
	<p>neexecutiv independent;</p> <p>cel puțin un membru al comitetului trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare;</p> <p>președintele comitetului trebuie să fie un membru neexecutiv independent;</p> <p>atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Governanță Corporativă.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ efectuează o evaluare anuală a sistemului de control intern și prezintă rapoarte relevante în atenția Consiliului de Administrație;</li> <li>▪ evaluează conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate;</li> <li>▪ monitorizează aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate;</li> <li>▪ primește și evaluează rapoartele echipei de audit intern;</li> <li>▪ prezintă rapoarte periodice Consiliului de Administrație;</li> <li>▪ 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;</li> <li>▪ 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;</li> <li>▪ verifică conformitatea rapoartelor de audit elaborate cu planul de audit aprobat la nivelul companiei;</li> <li>▪ asigură sprijin Consiliului de Administrație în monitorizarea credibilității și exhaustivității informației financiare furnizate de companie, în special</li> <li>▪ prin revizuirea relevanței și consistenței standardelor contabile aplicate de acesta;</li> <li>▪ 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;</li> <li>▪ răspunde de procedura de selecție a auditorului financiar sau a firmei de audit și recomandă adunării generale a acționarilor auditorul financiar sau firma/firmele de audit care urmează a fi desemnată/desemnate în conformitate cu art.16 din Regulamentul UE nr.537/2014, cu excepția cazului în care se aplică art.16 alin.(8) din Regulamentul UE nr.537/2014;</li> <li>▪ evaluează și monitorizează independența auditorilor financiari sau a firmelor de audit în conformitate cu art.21-25, 28 și 29 din Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative și cu art.6 din Regulamentul UE nr.537/2014 și, în special, oportunitatea prestării unor servicii care nu sunt de audit către entitatea auditată în conformitate cu art.5 din respectivul regulament;</li> <li>▪ informează membrii Consiliului de Administrație ai entității auditate cu privire la rezultatele auditului statutar și explică în ce mod a contribuit auditul statutar la</li> </ul>



COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
		<p>integritatea raportării financiare și care a fost rolul comitetului în acest proces;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ monitorizează procesul de raportare financiară și transmite recomandări sau propuneri pentru a asigura integritatea acestuia;</li> <li>▪ 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.</li> </ul>
<b>COMITETUL DE SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE A SNT</b>	<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"> <li>▪ analizează periodic lista obiectivelor de infrastructură critică a Transgaz și măsurile de securitate stabilite;</li> <li>▪ asigură condițiile necesare implementării măsurilor de protecție a tuturor obiectivelor de infrastructură critică ale societății sau aflate sub autoritatea/coordonarea societății;</li> <li>▪ 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;</li> <li>▪ 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.</li> </ul>
<b>COMITETUL DE STRATEGIE ȘI DEZVOLTARE</b>	<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"> <li>▪ asistă Consiliul de Administrație în îndeplinirea responsabilităților acestuia în domeniul elaborării și actualizării strategiei generale de dezvoltare a societății;</li> <li>▪ analizează oportunitățile identificate privind dezvoltarea afacerii și emite recomandări Consiliului de Administrație cu privire la acestea;</li> <li>▪ analizează și asigură asistență Consiliului de Administrație în ceea ce privește direcțiile de dezvoltare și cooperare internațională ale societății;</li> <li>▪ monitorizează și analizează îndeplinirea planurilor/programelor strategice și de acțiune privind obligațiile Transgaz în calitate de operator tehnic al SNT și emitent la bursă;</li> <li>▪ elaborează propuneri privind îmbunătățirea și eficientizarea activității strategice, de dezvoltare și colaborare;</li> <li>▪ adresează recomandări Consiliului de Administrație cu privire la operaționalitatea eficientă a planurilor/programelor strategice și de acțiune;</li> <li>▪ monitorizează și analizează îndeplinirea indicatorilor de performanță ai sistemului de transport și de performanță economico-financiară a activității societății.</li> </ul>
<b>COMITETUL DE REGLEMENTARE ȘI RELAȚII CU</b>	<p>va fi format din cel puțin doi membri ai</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ asistă Consiliul de Administrație în analiza activității de reglementare și a obligațiilor legale ce revin societății în acest domeniu;</li> </ul>

COMITETUL CONSULTATIV	MENȚIUNI	ATRIBUȚII
<b>AUTORITĂȚILE PUBLICE</b>	Consiliului de Administrație; cel puțin un membru al comitetului trebuie să fie administrator neexecutiv independent; atribuțiile acestui comitet sunt stabilite prin Codul de Guvernanță Corporativă.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ monitorizează îndeplinirea de către societate a obligațiilor prevăzute de reglementările incidente activității desfășurate;</li> <li>▪ analizează și înaintează Consiliului de Administrație propuneri cu privire la cadrul de reglementare;</li> <li>▪ monitorizează relațiile de colaborare cu autoritățile publice și asistă Consiliul de Administrație în stabilirea și gestionarea politicii de colaborare.</li> </ul>

### Componența comitetelor consultative constituite la nivelul CA al societății

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

Denumirea Comitetului Consultativ	Componența Comitetului	
Comitetul de Nominalizare și Remunerare	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Audit și Rating	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent, președinte al Comitetului de Audit și Rating
	Minea Nicolae	- administrator neexecutiv, independent
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Siguranță și Securitate a SNT	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Lăpușan Remus Gabriel	- administrator neexecutiv, independent
Comitetul de Strategie și Dezvoltare	Sterian Ion	- administrator executiv
	Văduva Petru Ion	- administrator neexecutiv
	Iliescu Bogdan George	- administrator neexecutiv, independent
	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 2018 de către cele cinci comitete consultative constituite la nivelul Consiliului de Administrație în temeiul prevederilor:

- Legea nr.31/1990 privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art. 138<sup>1</sup> alin. 2, art. 138<sup>2</sup> alin. 2, art. 140<sup>2</sup> alin. (1) și alin. (2);
- OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, art. 34 și art. 55 alin. (2) și alin. (3);

- Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative;
- Codul de Governanță Corporativă al Bursei de Valori București;
- Actul Constitutiv al SNTGN Transgaz SA actualizat, Cap.V, art.19 pct. 11;
- Hotărâri ale Consiliului de Administrație: HCA nr. 22/11.07.2017; HCA nr. 15/16.05.2017; HCA nr. 39/17.12.2015; HCA nr.43/19.11.2014; HCA nr.21/ 16.06.2014; HCA nr.2/ 10.02.2014; HCA nr.13/ 29.07.2013; HCA nr.7/ 27.05.2013; HCA nr.16/ 30.10.2009; HCA nr.13/ 24.09.2009,

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

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

Modul de prezentare al raportului de activitate a comitetelor consultative constituite la nivelul CA în anul 2018 a fost astfel conceput, încât să reflecte întocmai și într-o manieră comprehensivă întreaga activitate privind analiza, consultarea și procesul de luare al deciziilor în ceea ce privește activitatea companiei.

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

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

### Secțiunea B–Informații privind riscurile și controlul intern

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

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

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

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

Comitetul de Audit și Rating monitorizează independența și corectitudinea auditorului financiar în special prin monitorizarea rotației partenerilor dedicați societății, în firma de audit și

adreseză recomandări Consiliului de Administrație privind selectarea, numirea, re-numirea, înlocuirea auditorului financiar precum și termenii și condițiile remunerării acestuia.

### **Conflictul de interese**

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

### **Tranzacțiile cu persoane implicate**

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

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

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

## **Secțiunea C–Informații privind remunerarea**

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

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

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

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

## **Secțiunea D–Informații privind acționarii**

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

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

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

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

### **Transparența**

Transgaz efectuează raportări periodice și continue cu privire la evenimente importante ce privesc societatea, incluzând, fără a se limita la acestea, situația financiară, performanța, proprietatea și conducerea, atât în mass media cât și pe pagina web proprie ([www.transgaz.ro](http://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

guvernanței corporative la nivelul societății, dezvoltarea unui sistem relațional eficace și proactiv în raport cu acționarii și părțile interesate.

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

### **Responsabilitate socială (CSR)**

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

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

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

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

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

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

Respectând principiul prudenței financiare și cel al transparenței, acțiunile de comunicare și CSR propuse pentru anul 2018 au fost riguros dimensionate atât în structură cât și valoric și au răspuns cerințelor de raportare ce revin Transgaz în calitate de emitent de valori mobiliare dar și cerințelor de creștere a capitalului de imagine și reputațional al companiei. Informații detaliate privind responsabilitatea socială se găsesc pe site-ul Transgaz la adresa: <http://www.transgaz.ro/responsabilitate-sociala>.

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



În anul 2018 societatea a încheiat următoarele acte juridice cu societățile în care Statul Român își exercită controlul direct sau indirect și a căror valoare cumulată reprezintă cel puțin echivalentul în lei a 50.000 de euro:

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

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

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

<b>Datele Contractului</b>	<b>Clauze contractuale</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 73L/2018</b> pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	<b>1.570.282,35 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
<b>Părți contractante</b>	încheiat între <b>SNTGN TRANSGAZ SA</b> și <b>Electrocentrale Constanța SA</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 95L/2018</b> pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	<b>517.531,48 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
<b>Părți contractante</b>	încheiat între <b>SNTGN TRANSGAZ SA</b> și <b>Electrocentrale București SA</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 65L/2018</b> pentru luna noiembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	<b>3.807.480,81 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
<b>Părți contractante</b>	încheiat între <b>SNTGN TRANSGAZ SA</b> și <b>SNGN ROMGAZ SA</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 176L/2018</b> pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de intrare în SNT
Valoarea contractului	<b>6.791.758,88 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
<b>Părți contractante</b>	încheiat între <b>SNTGN TRANSGAZ SA</b> și <b>SNGN ROMGAZ SA</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 178L/2018</b> pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	<b>2.337.060,45 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
<b>Părți contractante</b>	încheiat între <b>SNTGN TRANSGAZ SA</b> și <b>Electrocentrale Constanța SA</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 131L/2018</b> pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	<b>788.441,85 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)
<b>Părți contractante</b>	încheiat între <b>SNTGN TRANSGAZ SA</b> și <b>Electrocentrale București SA</b>
Data încheierii și natura contractului	<b>Contract nr. 125L/2018</b> pentru luna decembrie 2018
Obiectul Contractului	prestarea serviciilor lunare de transport aferent punctelor de ieșire din SNT
Valoarea contractului	<b>5.070.282,91 lei</b> – Valoarea estimată a actului juridic cu TVA (lei)

## 6.2 Activitatea piața de capital

**SNTGN TRANSGAZ SA**, companie dinamică și capabilă a-și alinia activitatea la cerințele contextului actual intern și internațional în care funcționează, a reușit să performeze și pe piața de capital, ocupând în primele 6 luni ale anului 2018, în Top 10 tranzacționare la Bursa de Valori București, locul 7 în funcție de valoarea tranzacționată și locul 5 după numărul de tranzacții.

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

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

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

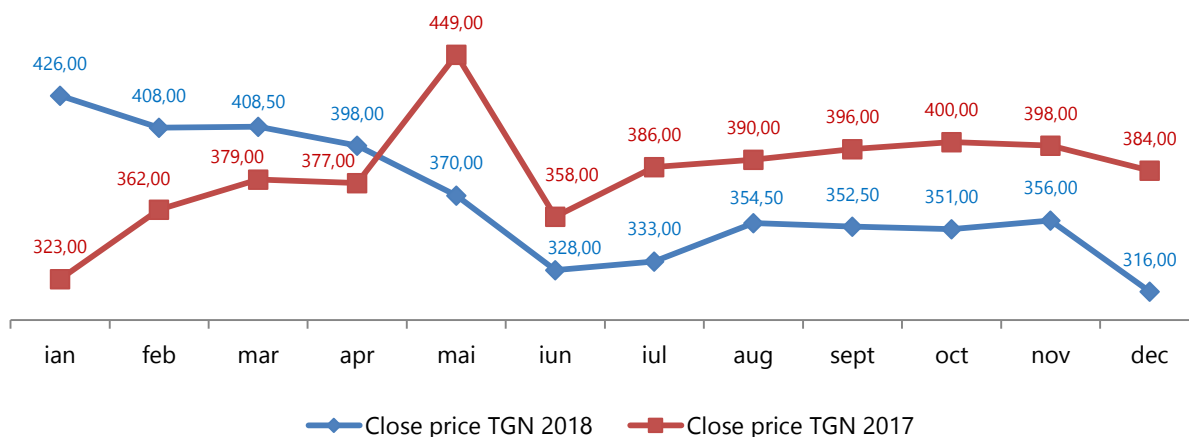
## Acțiunea TGN

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

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

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

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

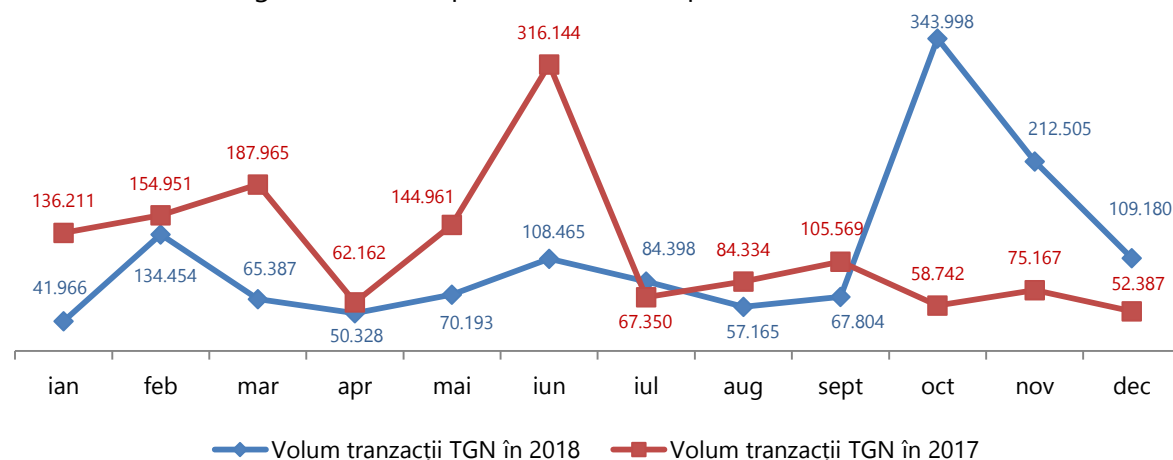


**Grafic 37**-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017

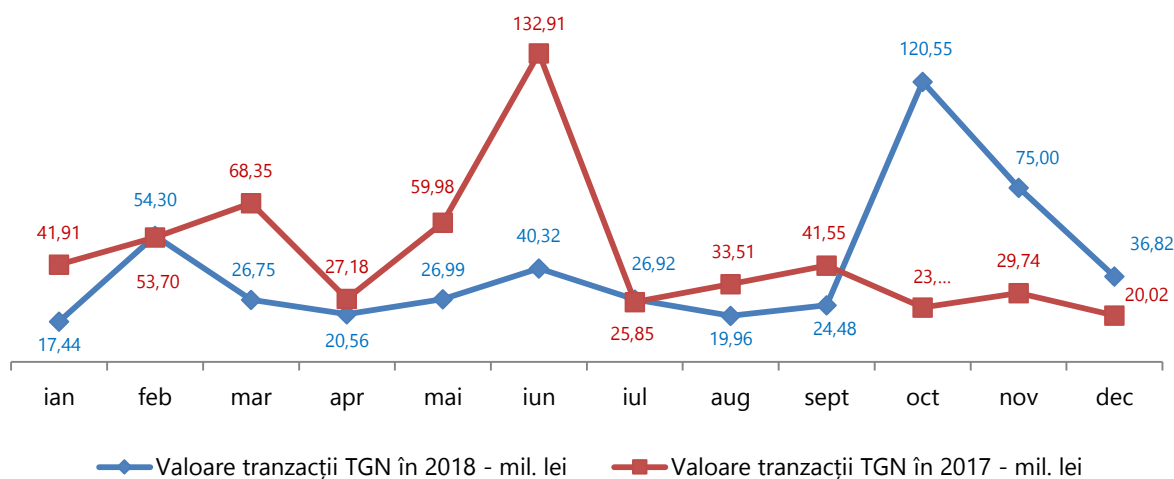
Volumele tranzacționate, dar și valorile tranzacțiilor au înregistrat în anul 2018 valori oscilante. Astfel, în prima jumătate a anului 2018, volumele tranzacționate dar și valorile tranzacțiilor au fost inferioare celor din anul 2017, înregistrând în lunile februarie și aprilie valori apropiate de cele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

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

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

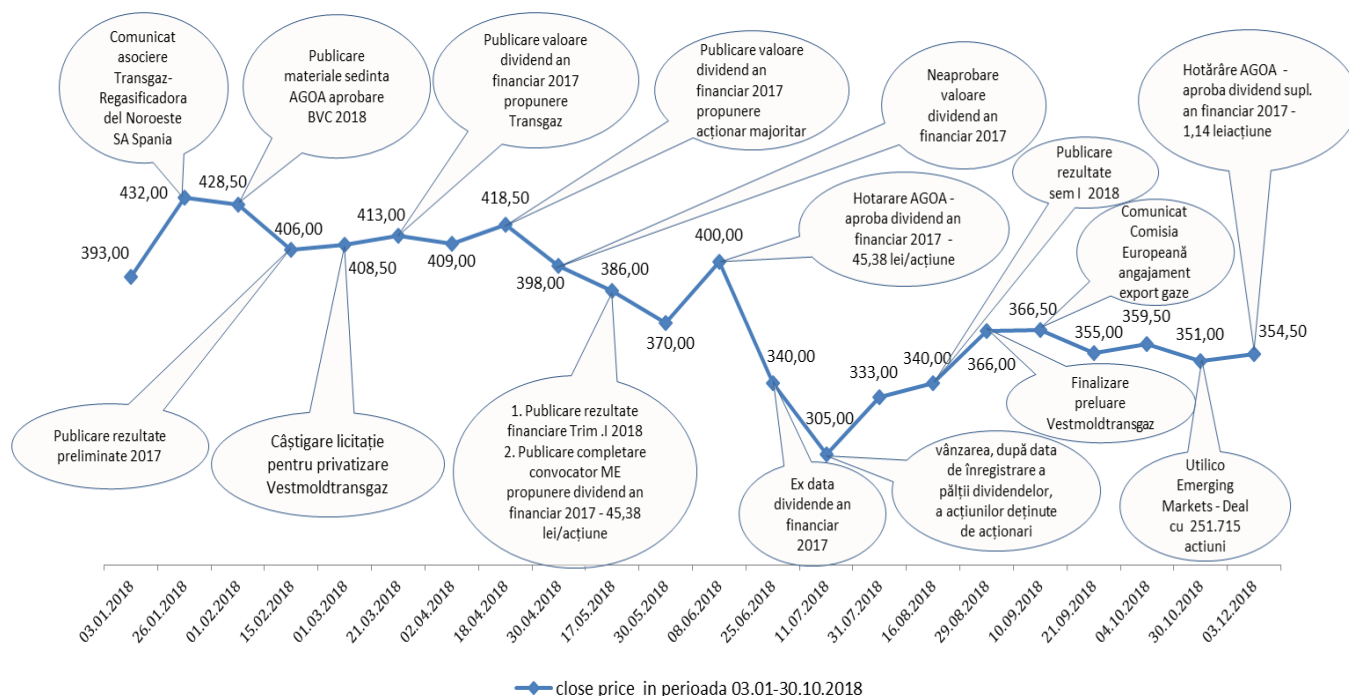


**Grafic 38**-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017



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

### Principalele evenimente corporative care au influențat prețul acțiunii în anul 2018



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

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

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

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

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



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

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

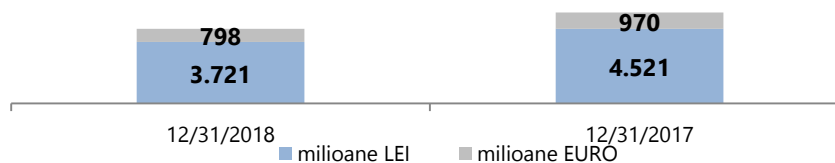
Sursa: Bloomberg la data de 25.01.2018

**Tabel 41**-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa

### Capitalizarea bursieră

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

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



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

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

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



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

### 6.3 Politica cu privire la dividend

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

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

Totodată, Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din data de 03.12.2018, prin aplicarea prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 29/2017 pentru modificarea art. 1 alin.(1) lit. g) din Ordonanța Guvernului nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome și pentru modificarea art. 1 alin. (2) și (3) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind Guvernanta Corporativă a Întreprinderilor Publice, a aprobat **distribuirea sub formă de dividende a sumei de 13.472.486 lei, din sumele existente în soldul la 31.12.2017 al conturilor „alte rezerve” și „rezultatul reportat”,** respectiv plata unui **dividend brut pe acțiune în valoare de 1,14 lei/acțiune**, tuturor acționarilor înscrisi în registrul acționarilor Transgaz din data de 19.12.2018.

La sfârșitul anului 2018, societatea a plătit acționarilor dividende nete aferente anului financiar 2017 distribuite conform HAGOA nr. 4 din data de 07.06.2018 în valoare de 524.565.032,81 lei

pentru un număr de 11.706.519 acțiuni și dividende nete distribuite conform HAGOA nr. 7 din data de 03.12.2018 în valoare de 13.103.381,73 lei pentru un număr de 11.623.560 acțiuni.

## Revizuirea ratingului Transgaz

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

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

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

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

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

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

## 6.4 Fuziuni sau reorganizări semnificative

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

### Lista tuturor entităților în care Transgaz deține participații

- **SC MEBIS SA 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;
- **„Phaedra’s SHA”** înființarea consorțiului format din Reganosa, Transgaz și BERD a depus o ofertă pentru participarea în cea de-a doua rundă a procesului de privatizare a 66% din compania DESFA, operatorul elen al rețelei de transport gaze naturale. Consorțiul este în lichidare, deoarece nu a câștigat licitația pentru achiziția DESFA, astfel ca societatea a înregistrat o ajustare pentru depreciere de 100% din cost.

## 7.MANAGEMENTUL SOCIETĂȚII

### 7.1 OBIECTIVE STRATEGICE PRIVIND ADMINISTRAREA SNTGN TRANSGAZ SA ÎN PERIOADA 2017-2021

Urmărind atingerea deplină a dezideratelor propuse și îndeplinirea obiectivelor strategice privind eficacitatea operațională, optimizarea performanțelor și dezvoltarea durabilă a societății, respectând principiile bunei guvernante corporative, **Consiliul de Administrație al companiei dorește să continue cu aceași responsabilitate, eficiență, transparență și profesionalism față de toate părțile interesate, drumul deschis în mandatul 2013-2017 pentru construcția și dezvoltarea unui viitor solid și performant al sectorului energetic românesc.**

Astfel că, obiectivele strategice stabilite în mandatul 2013-2017, în contextul alinierii la cerințele politicii energetice europene, **SIGURANȚĂ ȘI SECURITATE ENERGETICĂ, COMPETITIVITATE ȘI DEZVOLTARE DURABILĂ** sunt preluate în Planul de Administrare al SNTGN Transgaz SA pentru perioada 2017-2021 și completate cu obiective și direcții de acțiune noi specifice activității societății.

Structurate în funcție de cele patru perspective ale Balance Score Card (BSC), **direcțiile de acțiune prevăzute în Componenta de administrare a Planului de Administrare al SNTGN Transgaz SA în perioada 2017-2021 vizează:**

<b>Perspectiva părților interesate</b>
<b>OBIECTIV STRATEGIC 1: Continuitatea activității și asigurării siguranței și securității energetice</b>
Direcții de acțiune
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Creșterea nivelului de securitate a SNT și de asigurare a aprovizionării cu gaze naturale</li> <li>▪ Piețe de energie competitive - prin crearea condițiilor tehnice necesare pentru dezvoltarea pieței de gaze naturale</li> <li>▪ Modernizarea Sistemului de Guvernanță Corporativă</li> </ul>
<b>Perspectiva internă/proceselor</b>
<b>OBIECTIV STRATEGIC 2: Creșterea gradului de COMPETITIVITATE a societății</b>
Direcții de acțiune
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dezvoltarea și modernizarea tuturor proceselor operaționale</li> <li>▪ Creșterea eficienței energetice și reducerea impactului negativ al proceselor tehnologice asupra mediului înconjurător</li> </ul>
<b>Perspectiva dezvoltării/personal</b>
<b>OBIECTIV STRATEGIC 3: Creșterea gradului de DEZVOLTARE DURABILĂ a societății prin creșterea capitalului uman, informațional, organizațional și alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității</b>
Direcții de acțiune
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Optimizarea proceselor de management al resurselor umane</li> <li>▪ Alinierea la reglementările europene incidente activității companiei și asigurarea sustenabilității</li> </ul>
<b>Perspectiva financiară</b>
<b>OBIECTIV STRATEGIC 4: Menținerea echilibrului financiar și a stabilității operaționale</b>
Direcții de acțiune
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Asigurarea performanței financiare, economice și sociale sustenabile</li> </ul>

Eforturile managementului executiv sunt întreprinse spre realizarea obiectivelor strategice ale societății, prin operaționalizare măsurilor stabilite în Componenta de management.

## 7.2 Managementul executiv

Membrii conducerii executive au încheiate contracte individuale de muncă pe perioade nedeterminate. Personalul de conducere și execuție din cadrul Transgaz este numit, angajat și concediat de directorul general.

Conform informațiilor deținute nu există vreun acord, înțelegere sau legătură de familie între persoanele menționate și o altă persoană datorită căreia acestea au fost numite ca membri ai conducerii executive.

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

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

**Tablel 42-** Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2018

Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA la 31.12.2018:

Nr. crt.	Nume și prenume	Funcția	Departament/Direcție
1	Sterian Ion	Director General	SNTGN Transgaz SA
2	Hategan Gheorghe	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
3	Târsac Grigore	Director General Adjunct	SNTGN Transgaz SA
4	Lupean Marius Vasile	Director Economic	Departament Economic
5	Ghidiu Elisabeta	Director	Departament Strategie si Management Corporativ
6	Tătaru Ion	Director	Departament Dezvoltare
7	Alic Octavian Ciprian	Director	Departament Accesare Fonduri Europene și Relații Internaționale
8	Stroia Gheorghe Marius	Director	Departament Operare
9	Cosma Emil Florin	Director	Departament Exploatare și Mentenanță
10	Leahu Mihai Leontin	Director	Departament Proiectare Cercetare
11	Beldiman Ion	Director	Departament Management Energetic, Automatizări și SCADA
12	Luca Bogdan Avram	Director	Departamentul Achiziții Sectoriale și Contractări
13	Mateș Angela Aneta	Director	Departament Organizare, Resurse Umane
14	Gruia Daniel	Director	Departament Tehnologia Informației și Comunicații
15	Fodor Mihai Iuliu -înlocuit la data raportului de doamna Sasu Elena	Director	Direcția Buget, Finanțe
16	Comăniță Adela Marinela	Director	Direcția Contabilitate
17	Niculaie-Faranga Dan	Director	Direcția Finanțări, Suport Reprezentante și Proiecte Speciale
18	Niculescu Oana Cristina	Director	Direcția Strategie Bugetara
19	Idu Olga la data raportului a încetat Contractul de Muncă pe motiv de pensionare	Director	Direcția Juridică

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

**Tabel 43-**Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA



Structura echipei manageriale a VESTMOLDTRANSGAZ la 31.12.2018:

	<b>VESTMOLDTRANSGAZ</b>	<b>Numele și Prenumele</b>
1	Consiliul Societății	1. Alic Ciprian Octavian -președinte 2. Duțu Tudor Alexandru -membru 3. Ghidiu Elisabeta - membru 4. Stoica Constantin Marius -membru 5. Calmîc Octavian -membru
2	Administratorul societății	Duțu Tudor Alexandru
3	Șef compartiment economic	Tărăță Violeta
4	Director Departament Tehnic	Iurie Dulgher
5	Director Departament Dezvoltare	Rusu Cristian

Structura echipei manageriale a EUROTRANSGAZ la 31.12.2018:

	<b>EUROTRANSGAZ</b>	<b>Numele și Prenumele</b>
1	Administrator	Grăjdan Vasilica
2	Administrator	Faranga Dan Niculae

## **8. DESCĂRCAREA DE GESTIUNE A ADMINISTRATORILOR**

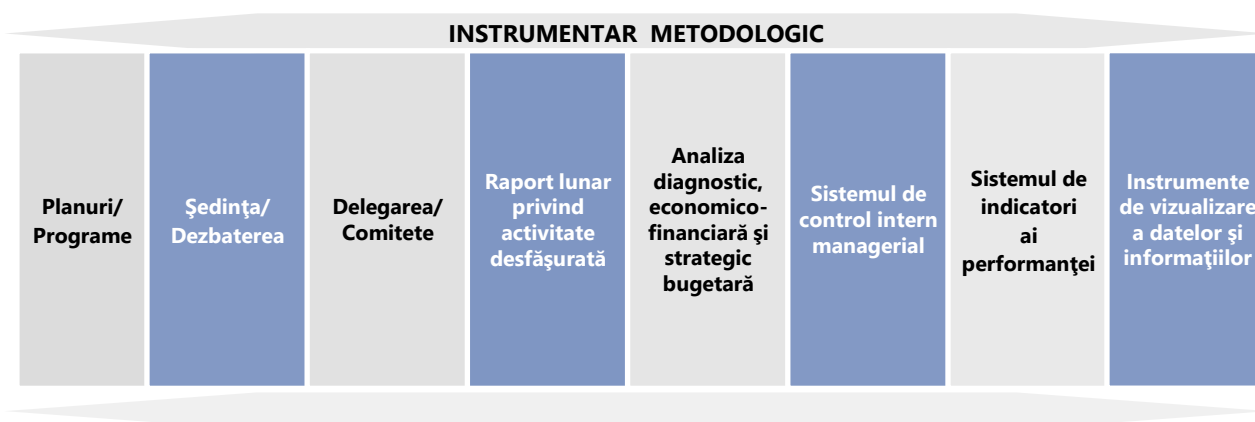
În temeiul art. 55 și art. 56 din OUG 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, administratorii SNTGN Transgaz SA supun aprobării Adunării Generale a Acționarilor, Raportul administratorilor pe anul 2018.

În baza următoarelor prevederi legale:

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

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

În vederea optimizării activității managementul companiei va acționa în continuare cu maximă responsabilitate și va utiliza în mod eficient metode și tehnici de management modern, adecvate pentru optimizarea tuturor proceselor și activităților desfășurate de societate, astfel cum acestea sunt prezentate:



**ION STERIAN – Administrator executiv - Director general**

**PETRU ION VĂDUVA – Administrator neexecutiv**

**BOGDAN GEORGE ILIESCU – Administrator neexecutiv**

**LĂPUȘAN REMUS GABRIEL – Administrator neexecutiv**

**MINEA NICOLAE – Administrator neexecutiv**

## LISTĂ TABELE

Tabel 1-Structura Acționariatului la 31.12.2018.....	5
Tabel 2 – Evoluția indicatorilor standard de performanță în 2018 vs 2017.....	10
Tabel 3- Evoluția principalilor indicatori economico-financiari în perioada 2016-2018.....	11
Tabel 4 - Evoluția indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în perioada 2016-2018.....	13
Tabel 5 –Indicatorilor cheie de performanță financiari pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2018 realizat vs bugetat.....	14
Tabel 6-Indicatori cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componente variabile a remunerației în anul 2018.....	18
Tabel 7- Gradul de realizare a proiectelor majore din Planul de dezvoltare pe 10 ani.....	56
Tabel 8 -Principalele componente ale SNT la 31.12.2018.....	69
Tabel 9 - Principalele componente ale SNT la 31.12.2018, din perspectiva duratei de funcționare.....	70
Tabel 10- Componentele principale ale sistemului de transport al gazelor naturale.....	73
Tabel 11- Analiza principalelor obiective din perspectiva duratei de funcționare.....	73
Tabel 12- Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate, transportate și a consumului tehnologic.....	75
Tabel 13- Cantitățile de gaze naturale cu titlu de consum tehnologic realizate vs. programate în perioada 2016-2018.....	76
Tabel 14- Variația capacității de transport a conductei de gaze funcție de diferența de presiuni.....	87
Tabel 15 - Situația contractelor încheiate prin proceduri de achiziție – 31.12.2018.....	91
Tabel 16 - Situația contractelor încheiate prin achiziții directe în perioada 03.01-31.12.2018.....	92
Tabel 17-Situația contractelor încheiate pentru derularea proiectului BRUA în anul 2018.....	93
Tabel 18- Situația poziției financiare a societății în perioada 2017-2018.....	94
Tabel 19-Situația contului de profit și pierdere 2018 vs2017.....	98
Tabel 20- Veniturile activității de exploatare- Realizări 2018 vs 2017.....	98
Tabel 21- Cheltuielile activității de exploatare realizate 2018 vs 2017.....	99
Tabel 22 - Situația fluxurilor de trezorerie – 2018 vs 2017.....	100
Tabel 23 - Rezultatele financiare 2018 vs. 2017.....	101
Tabel 24 - Cantitatea de gaze naturale facturate 2018 vs. 2017.....	102
Tabel 25- Rezultate financiare 2018 vs.Buget 2018.....	104
Tabel 26 – Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și Realizări 12 luni 2018 vs. BVC (%).....	106
Tabel 27 – Realizări 2018 vs. Plan de administrare 2018.....	106
Tabel 28 - Gradul de realizare al indicatorilor standard de performanță la 31 decembrie 2018 vs Plan de administrare 2017-2021.....	111
Tabel 29– Realizarea indicatorilor de profitabilitate, lichiditate, risc și gestiune în 2018 vs Plan de administrare 2017 – 2021.....	112
Tabel 30- Evoluția numărului mediu de angajați în perioada 2016-2018 aprobată în planul de management.....	120
Tabel 31- Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018.....	121
Tabel 32 - Lucrări tehnice programate/lucrări tehnice normate în anul 2018.....	122
Tabel 33- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018.....	122
Tabel 34- Evoluția cheltuielilor salariale.....	123
Tabel 35- Situația cursurilor de calificare/perfecționare pentru angajații societății în anul 2018.....	124
Tabel 36- Situația cursurilor de calificare/perfecționare în perioada 2016-2018.....	124
Tabel 37- Situația numărului de personal care au absolvit cursuri de calificare/perfecționare.....	125
Tabel 38 - Bugetul de sponsorizare 2018.....	127
Tabel 39 – Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018.....	127
Tabel 40 -Estimări ale indicatorilor cheie de performanță nefinanciari pentru calculul componente variabile a remunerației.....	153
Tabel 41-Valoarea indicatorilor bursieri la nivelul Transgaz comparativ cu companii similare din Europa.....	185
Tabel 42- Membrii conducerii executive a Transgaz, care dețin acțiuni la companie la data de 31.12.2018.....	190
Tabel 43-Conducerea executivă a SNTGN Transgaz SA.....	191

## LISTĂ GRAFICE

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

Grafic 8-Evoluția indicatorilor de profitabilitate în perioada 2016-2018 .....	13
Grafic 9-Evoluția indicatorilor de lichiditate în perioada 2016 - 2018 .....	14
Grafic 10- Ponderea principalilor utilizatori ai SNT în perioada 01 ianuarie -31 decembrie 2018.....	75
Grafic 11-Cantitățile de gaze naturale vehiculate, transportate și consumul tehnologic .....	75
Grafic 12-Evoluția cantităților de gaze naturale vehiculate și transportate și a consumului tehnologic .....	76
Grafic 13-Evoluția ponderii consumului tehnologic în total gaze vehiculate în perioada 2016-2018 .....	76
Grafic 14-Nivelul consumului tehnologic total realizat vs. total programat 2018 .....	76
Grafic 15-Stadiu PMDI -ianuarie 2018 .....	77
Grafic 16-Stadiu PMDI-decembrie 2018 .....	77
Grafic 17-PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Ianuarie 2018 .....	80
Grafic 18-PRRASM 2018 - Reparații și reabilitare SNT -Stadiu Decembrie 2018.....	80
Grafic 19-PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT .....	82
Grafic 20-PRRASM 2018 – Servicii de asigurare a mentenanței SNT .....	82
Grafic 21-Situația procedurilor de achiziții la 31.12.2018.....	90
Grafic 22-Situația achizițiilor directe la 31.12.2018 .....	92
Grafic 23-Situația procedurilor PAAS pentru BRUA-FAZA 1 la 31.12.2018 .....	93
Grafic 24-Rezultate financiare 2018 vs. 2017 (mii lei).....	101
Grafic 25-Rezultate financiare 2018 vs 2017 (%) .....	102
Grafic 26-Realizări 12 luni 2018 vs. realizări 12 luni 2017 și realizări 12 luni 2018 vs. BVC 2018.....	106
Grafic 27-Ponderea consumului tehnologic in total gaze naturale vehiculate prin SNT în perioada 2013-2018 .....	120
Grafic 28-Evoluția numărului de angajați în perioada 2016-2018 aprobat vs realizat.....	121
Grafic 29-Evoluția numărului de angajați în anul 2018 vs. 2017.....	121
Grafic 30- Evoluția structurii personalului pe categorii de studii în perioada 2016-2018.....	122
Grafic 31- Bugetul de sponsorizare 2018 și sumele acordate în anul 2018.....	128
Grafic 32-Evoluția gradului de implementare al SCI/M.....	138
Grafic 33-Distribuția știrilor pozitive, neutre, negative privind activitatea Transgaz în anul 2018.....	147
Grafic 34-Monitorizarea știrilor funcție de tema abordată în anul 2018.....	147
Grafic 35-Monitorizarea lunară a știrilor funcție de tema abordată în anul 2018.....	147
Grafic 36-Ponderea știrilor funcție de tema abordată în anul 2018.....	148
Grafic 37-Prețul de închidere TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017.....	183
Grafic 38-Volum tranzacții TGN în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017.....	183
Grafic 39-Valoare tranzacții TGN–mil lei în perioada 01.01.2018–31.12.2018 vs. 01.01.2017–31.12.2017.....	184
Grafic 40-Evoluția capitalizării bursiere a Transgaz la data de 31.12.2018 vs. 31.12.2017.....	185
Grafic 41-Evoluția acțiunii TGN comparativ cu indicii bursieri BET, BET-NG și BET-BK în anul 2018 .....	186

## LISTĂ FIGURI

Figura 1-Harta Proiectelor majore din SNT .....	19
Figura 2- Punctele de interconectare ale sistemului românesc de transport gaze .....	20
Figura 3-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 1.....	22
Figura 4-Harta proiectului major de dezvoltare al coridorului Bulgaria-România-Ungaria-Austria – Faza 2.....	34
Figura 5-Coridorul sudic Marea Neagră–Podișor .....	37
Figura 6- Harta proiectului major de dezvoltare pentru interconectarea SNT.....	39
Figura 7-Dezvoltări ale SNT în zona de Nord–Est a României.....	42
Figura 8-Dezvoltare BRUA faza 3 .....	45
Figura 9-Dezvoltări ale SNT la Marea Neagră.....	47
Figura 10-Interconectarea SNT cu Serbia pe direcția Recaș–Mokrin.....	49
Figura 11-Modernizare SMG Isaccea 1 și Negru Vodă 1.....	52
Figura 12- Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale România .....	54
Figura 13-Harta Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale.....	69
Figura 14-Punctele de interconectare transfrontalieră ale SNT .....	72
Figura 15- Harta Republicii Moldova cu principalele .....	72
Figura 16- Schema rețelelor de gaze a Republicii Moldova cu extinderea cond.Iași-Ungheni-Chișinău (Faza II).....	84
Figura 17 Schema rețelelor de gaze a Republicii Moldova cu extinderea rețelelor de transport.....	86
Figura 18- Schema rețelelor de gaze a Republicii Moldova cu amplasamentul Stației de Comprimare a g.n.....	88
Figura 19 -Indicatori de performanță .....	111
Figura 20 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA.....	133
Figura 21 -Structura organizatorică a Sistemului de control intern/managerial din cadrul SNTGN Transgaz SA.....	134
Figura 22 -Gradul mediu de implementare al standardelor de control intern/managerial 2018 vs 2017.....	139

**SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE  
„TRANSGAZ” S.A.**

**SITUAȚII FINANCIARE CONSOLIDATE PENTRU ANUL ÎNCHEIAT LA  
31 DECEMBRIE 2018**

**ÎNTOCMITE ÎN CONFORMITATE CU  
STANDARDELE INTERNAȚIONALE DE RAPORTARE FINANCIARĂ  
ADOPTATE DE UNIUNEA EUROPEANĂ**

## **SITUAȚII FINANCIARE**

---

### **CUPRINS**

### **PAGINA**

Raportul auditorilor independenți	
Situația consolidată a poziției financiare	1 - 2
Situația consolidată a rezultatului global	3
Situația consolidată a modificărilor capitalurilor proprii	4
Situația consolidată a fluxurilor de trezorerie	5
Note la situațiile financiare consolidate	6 - 76

**SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE**  
**(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)**



	<b>Nota</b>	<b>31 decembrie 2018</b>	<b>31 decembrie 2017</b> <b>(retrat)</b>
<b>ACTIV</b>			
<b>Active imobilizate</b>			
Imobilizări necorporale	9	2.301.806.250	2.051.627.429
Imobilizări corporale	7	543.636.934	558.555.440
Imobilizări financiare	10	-	-
Fond comercial		9.413.102	-
Creanțe comerciale și alte creanțe	12	<u>629.754.861</u>	<u>587.291.597</u>
		<b>3.484.611.147</b>	<b>3.197.474.466</b>
<b>Active circulante</b>			
Stocuri	11	255.307.360	82.093.413
Creanțe comerciale și alte creanțe	12	541.785.491	379.497.926
Numerar și echivalent de numerar	13	<u>711.317.624</u>	<u>1.062.538.241</u>
		<b>1.508.410.475</b>	<b>1.524.129.580</b>
<b>Total activ</b>		<b>4.993.021.622</b>	<b>4.721.604.046</b>
<b>CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII</b>			
<b>Capitaluri proprii</b>			
Capital social	14	117.738.440	117.738.440
Ajustări ale capitalului social la hiperinflație	14	441.418.396	441.418.396
Primă de emisiune	14	247.478.865	247.478.865
Alte rezerve	15	1.265.796.861	1.265.796.861
Rezultatul reportat	15	1.635.006.468	1.696.733.340
Diferente de conversie din consolidare		<u>1.824.076</u>	<u>(881)</u>
		<b>3.709.263.106</b>	<b>3.769.165.021</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>			
Imprumuturi pe termen lung	16	233.195.000	69.895.500
Provizion pentru beneficiile angajaților	21	107.072.136	95.853.939
Venituri înregistrate în avans	17	519.718.816	497.755.179
Impozit amânat de plată	18	<u>4.596.976</u>	<u>15.229.078</u>
		<b>864.582.928</b>	<b>678.733.696</b>

Notele alăturate de la 1 la 34 sunt parte integrantă din aceste situații financiare



**SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE**  
**(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)**



	<u>Nota</u>	<u>31 decembrie 2018</u>	<u>31 decembrie 2017</u> <u>(retrat)</u>
<b>Datorii curente</b>			
Datorii comerciale și alte datorii	19	397.588.008	255.138.765
Provizion pentru riscuri și cheltuieli	20	18.647.787	14.957.838
Impozit curent de plată	18	-	-
Provizion pentru beneficiile angajaților	21	<u>2.939.793</u>	<u>3.608.726</u>
		<u><b>419.175.588</b></u>	<u><b>273.705.329</b></u>
<b>Total datorii</b>		<u><b>1.283.758.516</b></u>	<u><b>952.439.025</b></u>
<b>Total capitaluri proprii și datorii</b>		<u><b>4.993.021.622</b></u>	<u><b>4.721.604.046</b></u>

Avizate și semnate în numele Consiliului de Administrație la data de 16 Aprilie 2019 de către:

Președinte Consiliul de Administrație  
Lăpușan Remus Gabriel

Director General  
Ion Sterian

Director Economic  
Marius Lupean

**SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A REZULTATULUI  
GLOBAL**

**(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)**



	<b>Nota</b>	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2018</b>	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2017 (retratat)</b>
Venituri din activitatea de transport intern		1.178.419.674	1.338.046.808
Venituri din activitatea de transport internațional		324.380.804	333.289.677
Alte venituri	22	<u>105.597.166</u>	<u>48.656.206</u>
<b>Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12</b>		<b>1.608.397.644</b>	<b>1.719.992.691</b>
Amortizare	7, 9	(189.913.379)	(184.474.656)
Cheltuieli cu angajații	24	(383.249.813)	(385.235.907)
Consum tehnologic, materiale și consumabile utilizate		(96.880.600)	(105.031.611)
Cheltuieli cu redevențe		(151.026.697)	(167.133.649)
Întreținere și transport		(35.884.134)	(27.397.902)
Impozite și alte sume datorate statului		(76.449.251)	(71.566.646)
Venituri/ (Cheltuieli) cu provizioane pentru riscuri și cheltuieli		(5.946.358)	(1.272.746)
Alte cheltuieli de exploatare	23	<u>(112.826.743)</u>	<u>(113.257.411)</u>
<b>Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform cu IFRIC12</b>		<b>556.220.669</b>	<b>664.622.163</b>
Venituri din activitatea de echilibrare		235.427.293	120.686.221
Cheltuieli cu gazele de echilibrare		(235.427.293)	(120.686.221)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	32	405.793.585	63.949.856
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	32	<u>(405.793.585)</u>	<u>(63.949.856)</u>
<b>Profit din exploatare</b>		<b>556.220.669</b>	<b>664.622.163</b>
Venituri financiare	25	48.633.898	190.548.327
Cheltuieli financiare	25	<u>(26.972.873)</u>	<u>(150.228.440)</u>
<b>Venituri financiare, net</b>		<b><u>21.661.025</u></b>	<b><u>40.319.887</u></b>
<b>Profit înainte de impozitare</b>		<b>577.881.694</b>	<b>704.942.050</b>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	18	<u>(87.395.719)</u>	<u>(121.429.146)</u>
<b>Profit net aferent perioadei</b>		<b><u>490.485.975</u></b>	<b><u>583.512.904</u></b>
Diferente de conversie		1.824.074	(881)
Rezultatul pe acțiune, de bază și diluat (exprimat în lei pe acțiune)	28	41,66	49,56
(Castig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei		(4.442.437)	17.825.963
<b>Rezultatul global total aferent perioadei</b>		<b><u>487.867.612</u></b>	<b><u>601.337.986</u></b>

Președinte Consiliul de Administrație  
Lăpușan Remus Gabriel

Director General  
Ion Sterian

Director Economic  
Marius Lupean

Notele alăturate de la 1 la 34 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

**SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII**  
**(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)**



	<u>Nota</u>	<u>Capital social</u>	<u>Ajustări ale capitalului social</u>	<u>Primă de emisiune</u>	<u>Alte rezerve</u>	<u>Rezultatul reportat</u>	<u>Total capitaluri proprii</u>
<b>Sold la 1 ianuarie 2017, raportat</b>		<b><u>117.738.440</u></b>	<b><u>441.418.396</u></b>	<b><u>247.478.865</u></b>	<b><u>1.265.796.861</u></b>	<b><u>1.765.268.873</u></b>	<b><u>3.837.701.435</u></b>
Retratări	32	-	-	-	-	46.563.125	46.563.125
<b>Sold la 1 ianuarie 2017, retratat</b>		<b><u>117.738.440</u></b>	<b><u>441.418.396</u></b>	<b><u>247.478.865</u></b>	<b><u>1.265.796.861</u></b>	<b><u>1.811.831.998</u></b>	<b><u>3.884.264.560</u></b>
Profit net aferent perioadei, raportat						581.959.025	581.959.025
Câștigul/(pierderea) actuarială aferentă perioadei		-	-	-	-	17.825.963	17.825.963
Tranzacții cu acționarii:							
Dividende aferente anului 2016	15	-	-	-	-	(716.438.407)	(716.438.407)
Diferente de conversie din consolidare		-	-	-	-	(881)	(881)
<b>Sold la 31 decembrie 2017, raportat</b>		<b><u>117.738.440</u></b>	<b><u>441.418.396</u></b>	<b><u>247.478.865</u></b>	<b><u>1.265.796.861</u></b>	<b><u>1.695.177.698</u></b>	<b><u>3.767.610.260</u></b>
Retratări	32	-	-	-	-	1.554.761	1.554.761
<b>Sold la 31 decembrie 2017, retratat</b>		<b><u>117.738.440</u></b>	<b><u>441.418.396</u></b>	<b><u>247.478.865</u></b>	<b><u>1.265.796.861</u></b>	<b><u>1.696.732.459</u></b>	<b><u>3.769.165.021</u></b>
Profit net aferent perioadei, raportat						490.485.975	490.485.975
Câștigul/(pierderea) actuarială aferentă perioadei		-	-	-	-	(4.442.437)	(4.442.437)
Tranzacții cu acționarii:							
Dividende aferente anului 2017	15	-	-	-	-	(547.769.527)	(547.769.527)
Diferente de conversie din consolidare		-	-	-	-	1.824.074	1.824.074
<b>Sold la 31 decembrie 2018</b>		<b><u>117.738.440</u></b>	<b><u>441.418.396</u></b>	<b><u>247.478.865</u></b>	<b><u>1.265.796.861</u></b>	<b><u>1.636.830.544</u></b>	<b><u>3.709.263.106</u></b>

Președinte Consiliul de Administrație  
Lăpușan Remus Gabriel

Director General  
Ion Sterian

Director Economic  
Marius Lupean

Notele alăturate de la 1 la 34 sunt parte integrantă din aceste situații financiare

**SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE  
TREZORERIE**  
(exprimată în lei, dacă nu se specifică contrariul)



	<u>Nota</u>	<u>Anul încheiat la 31 decembrie 2018</u>	<u>Anul încheiat la 31 decembrie 2017 (retratat)</u>
<b>Numerar generat din exploatare</b>	26	<b>380.337.514</b>	<b>988.208.471</b>
Dobânzi plătite		-	-
Dobânzi primite		4.760.216	3.435.346
Impozit pe profit plătit		(127.664.538)	(160.914.900)
<b>Intrări de numerar net generat din activitatea de exploatare</b>		<b>257.433.192</b>	<b>830.728.917</b>
<b>Flux de trezorerie din activități de investiții</b>			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale		(294.174.746)	(85.240.460)
Încasări din cedarea de imobilizări corporale		296.336	280.880
Investiții financiare/participații		(238.479)	-
Numerar din taxe de racordare și fonduri nerambursabile		67.112.639	12.761.355
<b>Numerar net utilizat în activități de investiții</b>		<b>(227.004.250)</b>	<b>(72.198.225)</b>
<b>Flux de trezorerie din activități de finanțare</b>			
Trageri împrumuturi pe termen lung		163.299.500	69.895.500
Dividende plătite		(546.773.133)	(715.180.306)
<b>Numerar net utilizat în activități de finanțare</b>		<b>(383.473.633)</b>	<b>(645.284.806)</b>
Diferente de conversie nefavorabilă		(98.968)	(881)
Diferenta de conversie favorabilă		1.923.042	-
<b>Modificarea netă a numerarului și echivalentului de numerar</b>		<b>(351.220.617)</b>	<b>113.245.005</b>
<b>Numerar și echivalent de numerar la început de an</b>	13	<b>1.062.538.241</b>	<b>949.293.236</b>
<b>Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă</b>	13	<b>711.317.624</b>	<b>1.062.538.241</b>

Președinte Consiliul de Administrație  
Lăpușan Remus Gabriel

Director General  
Ion Sterian

Director Economic  
Marius Lupean

Notele alăturate de la 1 la 34 sunt parte integrantă din aceste situații financiare.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**1. INFORMAȚII GENERALE**

Societatea Națională de Transport Gaze Naturale – SNTGN Transgaz SA („Societatea”) are ca activitate principală transportul gazelor naturale. De asemenea, Societatea întreține și exploatează sistemul național de transport al gazelor naturale și desfășoară activități de cercetare și proiectare în domeniul transportului de gaze naturale. La 31 decembrie 2018, acționarul majoritar al Societății este Statul român, prin Ministerul Economiei.

Societatea a fost înființată în mai 2000, în urma mai multor reorganizări ale sectorului de gaze din România; predecesoarea sa a făcut parte din fostul monopol național de gaz SNGN Romgaz SA („Societatea predecesoare”) care a fost reorganizată în baza Hotărârii Guvernului 334/2000.

Sectorul de gaze este reglementat de „Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei” – „ANRE”. Principalele responsabilități ale ANRE sunt următoarele:

- emiterea sau retragerea licențelor pentru companiile care operează în sectorul gazelor naturale;
- publicarea contractelor cadru de vânzare, transport, achiziție și distribuție a gazelor naturale;
- stabilirea criteriilor, cerințelor și procedurilor legate de selecția consumatorilor eligibili;
- stabilirea criteriilor de fixare a prețurilor și a metodelor de calcul pentru sectorul de gaze naturale.

Societatea are sediul social în Piața C.I. Motaș nr. 1, Mediaș, România.

Din ianuarie 2008, Societatea este listată la Bursa de Valori București, la categoria întâi a pieții, sub simbolul TGN.

La data de 18 decembrie 2017 s-a constituit Societatea cu Răspundere Limitată EUROTRANSGAZ SRL Chișinău (EUROTRANSGAZ S.R.L.), în Republica Moldova. În relația cu EUROTRANSGAZ S.R.L., SNTGN Transgaz SA Mediaș este asociat unic, în baza Hotărârii A.G.E.A nr.10/12 decembrie 2017, privind înființarea acestei societăți.

Obiectul principal de activitate al EUROTRANSGAZ constă în:

1. Producerea gazelor naturale; transportul gazelor naturale; distribuția gazelor naturale; stocarea gazelor naturale; furnizarea gazelor naturale
2. Transporturi prin conducte
3. Depozitări
4. Activități de consultantă pentru afaceri și management.

Capitalul social este în suma de 198.927.877 lei moldovenești (echivalent în RON de 47.523.869,82 lei) și este deținut în totalitate de SNTGN Transgaz SA Medias – fondatorul Societății, ca și asociat unic.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)****1. INFORMAȚII GENERALE (CONTINUARE)**

Prin HCA din martie 2018 s-a aprobat semnarea Contractului de vânzare cumparare a I.S Vestmoldtransgaz și achitarea prețului ofertat pentru privatizare și toate taxele și impozitele aferente procesului de privatizare.

În Septembrie 2018 Consiliul de Administrație al SNTGN Transgaz S.A a aprobat împuternicirea administratorilor Eurotransgaz (ETG) de a înregistra contractul de vânzare-cumpărare și transferul dreptului de proprietate asupra complexului patrimonial unic IS „Vestmoldtransgaz”.

**CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII****România**

Continuarea de către autoritățile române a reformelor economice reprezintă o necesitate pentru consolidarea cadrului macrofinanciar intern. Se creează astfel premisele gestionării adecvate a unor eventuale evoluții nefavorabile apărute în cazul în care aversiunea ridicată față de risc ar reveni pe piețele financiare internaționale. Performanțele pozitive înregistrate de economia românească trebuie întărite prin aplicarea unui mix consecvent de politici. În acest context putem observa că:

- (i) Conform INS, comparativ cu trimestrul III 2018, Produsul Intern Brut în trimestrul IV 2018 a fost, în termeni reali, mai mare cu 0,7%. Față de același trimestru din anul 2017, PIB a înregistrat o creștere cu 4,1% pe seria brută și de 4,0% pe seria ajustată sezonier. Din punctul de vedere al utilizării PIB, creșterea s-a datorat, în principal cheltuielii pentru consum final al gospodăriilor populației, al cărei volum s-a majorat cu 5,2%, contribuind cu 3,3% la creșterea PIB. O contribuție negativă la creșterea PIB au avut-o: formarea brută de capital fix, cu o contribuție de -0,7%, consecință a reducerii cu 3,2% a volumului său; exportul net (-1,8%), consecință a creșterii cu 4,7% a volumului exporturilor de bunuri și servicii, corelată cu o majorare mai mare a volumului importurilor de bunuri și servicii, cu 8,6%.
- (ii) În ședința din 7 februarie 2019 Consiliul de administrație al Băncii Naționale a României a hotărât menținerea ratei dobânzii de politică monetară la nivelul de 2,50 la sută pe an, menținerea ratei dobânzii pentru facilitatea de depozit la 1,50 la sută pe an și a ratei dobânzii aferente facilității de creditare la 3,50 la sută pe an, precum și păstrarea nivelurilor actuale ale ratelor rezervelor minime obligatorii aplicabile pasivelor în lei și în valută ale instituțiilor de credit.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**2. CADRUL OPERAȚIONAL AL SOCIETĂȚII (CONTINUARE)**

- (iii) Conform Raportului BNR din februarie 2019, asupra inflației: ”În linie cu traiectoria anticipată, rata anuală a inflației IPC și-a accentuat parcursul descendent în ultimul trimestru al anului 2018. Indicatorul a coborât la 3,4% în luna noiembrie și a decelerat ulterior la 3,3% în luna decembrie, consolidându-se astfel în interiorul intervalului asociat țintei staționare de 2,5% ±1 punct procentual. În ambele luni, valorile înregistrate ale ratei anuale a inflației s-au plasat sub cele ale prognozei benchmark din Raportul BNR asupra inflației din noiembrie, reflectând cu precădere șocuri de natura ofertei, asociate scăderii cotațiilor internaționale ale petrolului, precum și ieftinirii citricelor pe fondul producției abundente de la nivel european. Tendința descendentă a ratei anuale a inflației din trimestrul IV a fost rezultatul evoluțiilor tuturor componentelor coșului, inclusiv al celei a indicelui CORE2 ajustat, a cărui dinamică a atins 2,5% în decembrie 2018, în decelerare de la 2,8% în luna septembrie. În același timp, însă, rata medie anuală a inflației IPC a continuat să se majoreze, de la 4,5% în luna septembrie, până la 4,6% în luna decembrie. Un parcurs similar a cunoscut și rata medie anuală a inflației calculată folosind indicele armonizat (IAPC), care a urcat cu 0,3 puncte procentuale, de la 3,8% în septembrie la 4,1% în decembrie. Ecartul indicatorului față de media europeană s-a menținut ridicat, la peste 2 puncte procentuale.”
- (iv) În anul 2018 Fitch Ratings a confirmat ratingurile pentru datoriile pe termen lung în valută și monedă locală ale României la BBB minus cu perspectiva stabilă iar Moody's a reconfirmat ratingul de țară Baa3 pentru datoria pe termen lung, cu perspectivă stabilă

La finalul anului 2018 leul a suferit deprecieri atât față de EURO („EUR”) cât și față de dolarul SUA („USD”). Astfel față de sfârșitul anului 2017 leul s-a devalorizat cu 0,09% față de EUR (4,6639 la 31 decembrie 2018; 4,6597 la 31 decembrie 2017) și s-a depreciat 4,68% față de USD (4,0736 la 31 decembrie 2018; 3,8915 la 31 decembrie 2017) .

La finalul anului 2017 leul a suferit deprecieri față de EURO („EUR”), și s-a apreciat față de dolarul SUA („USD”). Astfel față de sfârșitul anului 2016 leul s-a devalorizat cu 2,61% față de EUR (4,6597 la 31 decembrie 2017; 4,5411 la 31 decembrie 2016) și s-a apreciat 9,57% față de USD (3,8915 la 31 decembrie 2017; 4,3033 la 31 decembrie 2016) .

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE**

Principalele politici contabile aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare sunt prezentate în continuare. Aceste politici au fost aplicate în mod consecvent pentru toate exercițiile prezentate, exceptând cazurile în care se specifică contrariul.



## **NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE (exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

### **3.1 Bazele întocmirii**

Situațiile financiare ale Societății au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană („IFRS UE”). Situațiile financiare au fost întocmite în baza convenției costului istoric, cu excepția activelor financiare care sunt măsurate la valoare justă prin contul de profit sau pierdere sau la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global.

Întocmirea situațiilor financiare în conformitate cu IFRS UE necesită utilizarea unor estimări contabile critice. De asemenea, solicită conducerii să folosească raționamentul în procesul de aplicare a politicilor contabile ale Societății. Domeniile care presupun un grad mai mare de raționament sau complexitate, sau domeniile în care ipotezele și estimările sunt semnificative pentru situațiile financiare sunt prezentate în Nota 5.

Începând cu anul 2017, anul în care s-a înființat EUROTRANSGAZ având ca fondator SNTGN Transgaz S.A , societatea are obligația întocmirii situațiilor financiare consolidate în conformitate cu IFRS 10-Situații financiare consolidate, IFRS 12- Prezentarea intereselor existente în alte entități și IAS21-Efectele variației cursurilor de schimb valutar.

Pentru anul 2018, ca urmare a achiziționării Vestmoldtransgaz SRL din Moldova de către Eurotransgaz SRL, Transgaz, în calitate de societate-mamă depune situații financiare consolidate de grup care vor include și consolidarea Eurotransgaz SRL cu Vestmoldtransgaz SRL din Moldova. Consolidarea Transgaz cu ETG-ul s-a făcut în trepte, respectiv consolidarea ETG cu VTMG în primă fază, după care, consolidarea acestora în situațiile financiare ale societății –mamă, Transgaz. Situațiile financiare anuale ale societăților nerezidente sunt convertite după metoda cursului de închidere care presupune că pentru bilanț se utilizează cursul BNR emis la 31 decembrie 2018 ( curs de închidere) iar pentru contul de profit și pierdere exprimarea veniturilor și cheltuielilor s-a făcut la un curs mediu anual publicat de BNR pentru anul 2018. Utilizarea acestor cursuri diferite are drept consecință evidențierea unei diferențe de conversie .

În conformitate cu Legea contabilitatii nr. 82/1991 republicată, cu modificări și completări și cu OMFP 2844/2016, cu modificări și completări, pentru aprobarea reglementărilor contabile coonforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, societate-mamă trebuie să întocmească situații financiare individuale proprii și situații financiare consolidate ale Grupului.

IFRS 10 stabilește modul de aplicare a principiului controlului pentru a identifica dacă un investitor controlează o entitate în care s-a investit și, prin urmare, trebuie să consolideze entitatea în care s-a investit și de asemenea stabilește dispozițiile contabile pentru întocmirea situațiilor financiare consolidate.

Societatea mamă trebuie să întocmească situații financiare consolidate utilizând politici contabile uniforme pentru tranzacții și evenimente asemănătoare în circumstanțe similare. Consolidarea unei

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

entități în care s-a investit trebuie să înceapă la data la care investitorul a obținut controlul și trebuie să înceteze când investitorul pierde controlul entității în care s-a investit.

Societatea mamă trebuie să prezinte interesele care nu controlează în situația poziției financiare consolidată, în cadrul capitalurilor proprii, separat de capitalurile proprii ale proprietarilor societății mamă. Modificările participațiilor unei societăți mamă în capitalurile proprii ale unei filiale care nu au drept rezultat pierderea controlului de către societatea mamă asupra filialei reprezintă tranzacții de capitaluri proprii (adică, tranzacții cu proprietarii, în calitatea lor de proprietari).

Dacă o societate mamă pierde controlul asupra unei filiale, societatea mamă: (a) va derecunoaște activele și datoriile fostei filiale din situația poziției financiare consolidate; (b) va recunoaște orice investiție nerepartizată în fosta filială la valoarea justă a acesteia atunci când a pierdut controlul și va contabiliza ulterior aceste investiții și valorile datorate de sau către fosta filială în conformitate cu IFRS-urile relevante. Acea valoarea justă trebuie considerată valoarea justă la momentul recunoașterii inițiale a unui activ financiar în conformitate cu IFRS 9 sau, dacă este cazul, costul la recunoașterea inițială a unei investiții într-o entitate asociată sau într-o asocierie în participație; (c) recunoaște câștigul sau pierderea asociate cu pierderea controlului, atribuibile fostului interes majoritar.

Situațiile financiare consolidate încorporează situațiile financiare ale Societății și ale entității afiliate, EUROTRANSGAZ aflată sub controlul Societății combinând elementele similare de active, datorii, capitaluri proprii, cheltuieli și fluxurile de trezorerie ale societății mamă cu cele ale societății afiliate, compensând (eliminând) valoarea contabilă a investiției făcute de societatea-mamă în fiecare filială și partea societății-mamă din capitalul propriu al fiecărei filiale și eliminând în totalitate activele și datoriile, capitalurile proprii, veniturile, cheltuielile și fluxurile de trezorerie din interiorul grupului care sunt aferente tranzacțiilor intra-grup.

O companie controlează o entitate în care s-a investit atunci când este expusă sau are drepturi la venituri variabile pe baza participării sale în entitatea în care s-a investit și are capacitatea de a influența acele venituri prin autoritatea sa asupra entității în care s-a investit. Prin urmare, principiul de control stabilește următoarele trei elemente de control:

1. autoritatea asupra entității în care s-a investit;
2. expunerea sau drepturile la veniturile variabile în baza participării în entitatea în care s-a investit; și
3. capacitatea de a utiliza autoritatea asupra entității în care s-a investit pentru a influența valoarea rezultatelor investitorului.

Societatea prezintă investițiile în entitatea afiliată, în situațiile financiare individuale ca „Active financiare”.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

IFRS 3 impune dobânditorului, după recunoașterea activelor identificabile, a datoriilor și a tuturor intereselor care nu controlează să identifice orice diferențe dintre:

a) Agregarea contraprestației transferate, orice interese care nu controlează în entitatea dobândită și într-o combinație de întreprinderi realizată în etape, valoarea justă de la data achiziției, a participațiilor în capitalurile proprii ale entității dobândite deținute anterior de către dobânditor și

b) Activele identificabile nete dobândite;

În general diferența va fi recunoscută drept fond comercial. În conformitate cu IAS 36- Deprecierea activelor, fondul comercial dobândit într-o combinație de întreprinderi va fi testat pentru depreciere anual.

Proceduri de consolidare conform IFRS 10

Situațiile financiare consolidate:

- combină elementele similare de active, datorii, capitaluri proprii, venituri, cheltuieli și fluxuri de trezorerie ale societății mamă cu cele ale filialelor;

- compensează (elimină) valoarea contabilă a investiției făcută de societatea mamă în filială și partea societății mamă din capitaluri proprii al filialei; contabilizarea este conform IFRS 3;

- elimină în totalitate activele și datoriile, capitalurile proprii, veniturile, cheltuielile și fluxurile de trezorerie din interiorul grupului care sunt aferente tranzacțiilor între entitățile grupului: profiturile sau pierderile rezultate din tranzacțiile în interiorul grupului care sunt recunoscute în active, precum stocurile și activele imobilizate sunt eliminate în totalitate.

**Reglementări contabile aplicabile începând cu anul 2016**

Amendamente la diverse standarde „Îmbunătățiri ale IFRS (ciclul 2014-2016)” care rezultă din proiectul anual de îmbunătățire a IFRS (IFRS 1, IFRS 12 și IAS 28) cu scopul principal de a elimina inconsecvențele și de a clarifica anumite formulări (Amendamente la IFRS 12 sunt aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017 iar amendamentele la IFRS 1 și IAS 28 sunt aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);

**(a) Standarde și interpretări care au intrat în vigoare în anul 2017**

Următoarele standarde și amendamente ale standardelor existente, emise de Comitetul privind Standardele Internaționale de Contabilitate (International Accounting Standard Board - ”IASB”) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) au intrat în vigoare în anul 2017 :

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE  
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

**Amendamente la IAS 12 „Impozitul pe profit” –**

Recunoașterea activelor cu impozitul amânat pentru pierderile nerealizate (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017);

Amendamentele în Recunoașterea impozitelor amânate pentru activele nerealizate clarifica următoarele aspecte :

- Pierderile nerealizate din instrumentele de datorie măsurate la valoarea justă și la cost în scop fiscal vor da naștere unei diferențe temporale deductibile indiferent dacă posesorul instrumentului de debit se așteaptă să recupereze valoarea contabilă a instrumentului de debit prin vânzare sau prin utilizare
- Valoarea contabilă a unui activ nu limitează estimarea unor profituri impozabile viitoare;
- Estimările privind profiturile impozabile viitoare exclud deducerile de taxe rezultate din anularea diferențelor impozabile temporale
- Entitate estimează un impozit amânat în combinație cu alte impozite amânate. Acolo unde legislația fiscală restricționează utilizarea pierderilor fiscale, o entitate va estima un impozit amânat în combinație cu alte impozite amânate de același tip.

Amendamentele sunt aplicabile pentru perioada începând cu sau după anul 2017. Aplicarea anterioară este permisă;

**Amendamente la IAS 7 „Situațiile fluxurilor de trezorerie” - Inițiativa privind cerințele de prezentare (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017);**

Amendamentele la IAS 7 au devenit aplicabile începând cu anul 2017:

- Amendamente la IAS 7 „Situațiile fluxurilor de trezorerie” - Inițiativa privind cerințele de prezentare (aplicabile pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2017) conform căruia o entitate trebuie să prezinte informații care permit utilizatorilor rapoartelor financiare să poată evalua modificările în privința datoriilor rezultate din activitățile financiare.
- Următoarele modificări rezultate din activitățile financiare vor fi prezentate, în măsura în care este necesar: modificări ale fluxului financiar; modificări rezultate din obținerea sau pierderea controlului asupra filialelor sau asupra altor afaceri; efectul modificărilor cursurilor de schimb valutare; modificări ale valorii juste; alte modificări ;
- Entitățile nu sunt obligate să prezinte informații pentru perioadele anterioare la prima aplicare a amendamentului.

**b) Standarde și interpretări care au intrat în vigoare în anul 2018**

La data raportării acestor situații financiare, următoarele standarde, revizuirii și interpretări au intrat în vigoare:

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

- **IFRS 9 "Instrumente Financiare"** - adoptate de UE pe 22 noiembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018); Inlocuiește IAS 39- Instrumente financiare, recunoaștere și măsurare;

**IFRS 9** include cerințe privind instrumentele financiare, referitoare la recunoașterea, clasificarea și evaluarea, pierderile din depreciere, derecunoașterea și contabilitatea de acoperire împotriva riscurilor:

- *Clasificarea și evaluarea:* IFRS 9 introduce o nouă abordare privind clasificarea activelor financiare și cuprinde trei categorii principale de active financiare: măsurate la cost amortizat, la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global, la valoare justă prin contul de profit sau pierdere. Clasificarea pe IFRS 9 este determinată de caracteristicile fluxurilor de numerar și de modelul de business în cadrul căruia este deținut un activ. Această abordare unitară bazată pe principii elimină categoriile de clasificare a activelor financiare din IAS 39: deținute până la scadență, credite și avansuri și active financiare disponibile în vederea vânzării. Noul model va determina de asemenea existența unui singur model de depreciere aplicabil tuturor instrumentelor financiare.

Conform IFRS 9, derivatele încorporate în contracte, în care instrumentul gazdă este un instrument financiar în scopul acestui standard, nu sunt separate, ci întregul instrument hibrid este considerat pentru clasificare.

- *Pierderi din depreciere:* IFRS 9 introduce un model nou privind anticiparea pierderilor din depreciere, bazat pe pierderile așteptate, care va impune recunoașterea anticipată a pierderilor din deprecierea creanțelor. Standardul prevede ca entitățile să înregistreze pierderile anticipate din depreciere creanțelor din momentul recunoașterii inițiale a instrumentelor financiare și totodată să recunoască pierderile anticipate din depreciere pe întreaga durată de viață a acestora. Valoarea pierderilor anticipate va fi actualizată pentru fiecare perioadă de raportare astfel încât să reflecte modificările în riscul de credit față de recunoașterea inițială.
- *Depreciere:* se aplica în cazul creanțelor comerciale care nu conțin o componentă de finanțare se evaluează la cost amortizat ( condiția este ca activele să fie deținute în cadrul unui model de afacere al cărui obiectiv este de a colecta fluxurile de trezorerie;
- *Contabilitatea de acoperire:* IFRS 9 introduce un model semnificativ îmbunătățit privind contabilitatea de acoperire, ce cuprinde cerințe suplimentare de prezentare a informațiilor privind activitatea de administrare a riscurilor. Noul model reprezintă o revizuire semnificativă a principiilor contabilității de acoperire, care permite alinierea tratamentului contabil cu activitățile de administrare a riscurilor.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

**IFRS 15 “Venituri din contractele cu clienții”** cu amendamentele ulterioare” și amendamente la IFRS 15 “Data efectivă a IFRS 15” – adoptate de UE pe 22 septembrie 2016 (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);

IFRS15 stabilește un model unic pentru entități în contabilizarea veniturilor rezultând din contractele cu clienții înlocuind următoarele standarde și interpretări de la data intrării în aplicabilitate:

- IAS 18- Venituri;
- IAS 11- Contracte de construcții
- IFRIC 13- Programe de fidelizare a clienților;
- IFRIC 15- Acorduri privind construcția proprietăților imobiliare;
- IFRIC 18- Transferuri de active de la clienți;
- SIC 31- Venituri- Tranzacții barter care presupun servicii de publicitate

Principiul esențial al IFRS 15 este că o entitate recunoaște venituri pentru a ilustra transferul bunurilor sau serviciilor promise către clienți la o valoare care reflectă contraprestația la care entitatea se așteaptă să aibă dreptul în schimbul acelor bunuri sau servicii. O entitate recunoaște venituri în conformitate cu acest principiu esențial prin aplicarea următorilor pași: identificarea contractului; identificarea obligațiilor de executare din contract; determinarea prețului tranzacției; alocarea prețului tranzacției pentru obligațiile de executare din contract; recunoașterea veniturilor atunci când (sau pe măsură ce) îndeplinește o obligație de executare.

**Amendamente la IAS 40 „Investiții imobiliare”** – *Transferuri de investiții imobiliare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);*

**IFRIC 22 „Tranzacții cu valută și avansuri”** (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018); interpretarea se referă la tranzacțiile într-o valută sau la tranzacții în care există

**Standarde și interpretări care vor intra în vigoare /aplicabile din anul 2019 sau la o dată viitoare**

La data raportării acestor situații financiare, următoarele standarde și interpretări nu sunt aplicabile, urmând a intra în vigoare începând cu sau după 1 ianuarie 2019:

- **IFRS 16 „Leasing”** (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2019);

La data aplicării, IFRS 16 va înlocui următoarele standarde și interpretări:

- IAS 17 – Leasing;
- IFRIC 4- Determinarea măsurii în care un angajament conține un contract de leasing;
- SIC 15- Leasing operațional- Stimulente;
- SIC 27- Evaluarea fondului economic al tranzacțiilor care implică forma legală a unui contract de leasing.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

IFRS 16 oferă un model de control pentru identificarea leasingului (închirierilor) stabilind principii pentru recunoașterea, evaluarea și prezentarea contractelor de leasing, respectiv dreptul de a controla utilizarea unui activ identificat pentru o anumită perioadă de timp în schimbul unei contravalori. Dreptul de a controla utilizarea activului identificat există dacă clientul are dreptul de a obține, în mare măsură, toate beneficiile economice și de asemenea, dreptul de a stabili modul și scopul în care este folosit activul respectiv.

IFRS 16 introduce modificări semnificative în contabilizarea leasingului, în special eliminând distincția între leasingul financiar și cel operațional și cere locatarului să recunoască un activ aferent dreptului de utilizare și o datorie aferentă închirierii, la data începerii contractului, cu excepția închirierilor pe termen scurt sau în cazul închirierii unor active de valoare scăzută.

- Amendamente la IFRS 2 „Plata pe bază de acțiuni” – Clasificarea și evaluarea tranzacțiilor cu plată pe bază de acțiuni (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018);
- Amendamente la IFRS 4 „Contracte de asigurare” - Aplicarea IFRS 9 Instrumente financiare împreună cu IFRS 4 Contracte de asigurare (aplicabil pentru perioadele anuale începând cu sau după 1 ianuarie 2018 sau la aplicarea pentru prima dată a IFRS 9 “Instrumente financiare”);
- Amendamente la IFRS 10 „Situatii financiare consolidate” și IAS 28 „Investiții în entități asociate și asocieri în participație”- Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia și amendamentele ulterioare (data intrării în vigoare a fost amânată pe perioadă nedeterminată, până când se va finaliza proiectul de cercetare privind metoda punerii în echivalență);

**3.2 Raportarea pe segmente**

Raportarea pe segmente de activitate se face într-un mod consecvent cu raportarea internă către principalul factor decizional operațional. Principalul factor decizional operațional, care este responsabil cu alocarea resurselor și evaluarea performanței segmentelor de activitate, a fost identificat ca fiind consiliul de administrație care ia deciziile strategice.

**3.3 Tranzacții în monedă străină**

*a) Moneda funcțională*

Elementele incluse în situațiile financiare ale Societății sunt evaluate folosind moneda mediului economic în care operează entitatea („moneda funcțională”). Situațiile financiare sunt prezentate în leul românesc („lei”), care reprezintă moneda funcțională și de prezentare a Societății.

*b) Nivelul de rotunjire utilizat în prezentarea situațiilor financiare*

În situațiile financiare valorile sunt prezentate rotunjite la unități.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

*c) Tranzacții și solduri*

Tranzacțiile în monedă străină sunt convertite în monedă funcțională folosind cursul de schimb valabil la data tranzacțiilor sau evaluării la data bilanțului. Profitul și pierderea rezultate din diferențele de curs de schimb în urma încheierii acestor tranzacții și din conversia la cursul de schimb de la sfârșitul perioadei de raportare a activelor monetare și obligațiilor denominate în monedă străină se reflectă în situația rezultatului global.

În conformitate cu IAS 21- „Efectele variației cursului de schimb”, atunci când un grup conține entități individuale cu monede funcționale diferite, rezultatele și poziția financiară ale fiecărei entități sunt exprimate într-o monedă comună, astfel încât să permită prezentarea situațiilor financiare consolidate.

În scopul consolidării, s-a făcut conversia leului moldovenesc la moneda funcțională, respectiv RON, la cursul BNR emis la 31 decembrie 2018, respectiv de 0,2389 RON./MDL pentru bilanț, respectiv cursul mediu BNR anual de 0.2346 RON/MLD pentru venituri și cheltuieli.

**3.4 Contabilitatea efectelor hiperinflației**

România a trecut prin perioade de inflație relativ ridicată și a fost considerată hiperinflaționistă conform IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”. Acest standard impunea ca situațiile financiare întocmite în moneda unei economii hiperinflaționiste să fie prezentate în termenii puterii de cumpărare la data de 31 decembrie 2003. Întrucât caracteristicile mediului economic din România indică încetarea hiperinflației, începând cu 1 ianuarie 2004, Societatea nu mai aplică prevederile IAS 29.

Prin urmare, valorile raportate în termenii puterii de cumpărare la data de 31 decembrie 2003 sunt tratate ca bază pentru valorile contabile din aceste situații financiare.

**3.5 Imobilizări necorporale**

*Programe informatice*

Licențele achiziționate aferente drepturilor de utilizare a programelor informatice sunt capitalizate pe baza costurilor înregistrate cu achiziționarea și punerea în funcțiune a programelor informatice respective. Aceste costuri sunt amortizate pe durata de viață utilă estimată a acestora (trei ani).

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

*Acordul de concesiune a serviciilor*

Începând cu anul 2010, Societatea, a început să aplice IFRIC 12, **Angajamente de concesiune a serviciilor**, adoptat de către UE. Domeniul de aplicare al IFRIC 12 cuprinde: infrastructura existentă la momentul semnării acordului de concesiune și, de asemenea, modernizările și îmbunătățirile aduse sistemului național de transport gaze naturale, care sunt transferate autorității de reglementare la sfârșitul acordului de concesiune.

Așa cum este prezentat în Nota 8, Societatea are dreptul de a taxa utilizatorii serviciului public, și, în consecință, un activ necorporal a fost recunoscut pentru acest drept.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

Datorită faptului că Acordul de Concesiune a Serviciilor („ACS”) nu a avut substanță comercială (adică nu a modificat nimic substanțial în modul în care Societatea a operat activele; fluxurile de numerar s-au modificat numai cu plata redevenței, dar, pe de altă parte, tariful de transport a crescut pentru a acoperi redevența), activul necorporal a fost măsurat la valoarea netă rămasă a activelor derecunoscute (clasificate în situațiile financiare ca și imobilizări corporale la data aplicării IFRIC 12). În consecință, Societatea a continuat să recunoască activul, dar l-a reclasificat ca și activ necorporal. Societatea a testat activele necorporale recunoscute la acea dată fără a identifica depreciere.

Pe măsură ce apar, costurile înlocuirilor sunt trecute pe cheltuială, în timp ce îmbunătățirile activelor utilizate în cadrul ACS sunt recunoscute la valoarea justă.

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

IFRS 3 impune dobânditorului, după recunoașterea activelor identificabile, a datoriilor și a tuturor intereselor care nu controlează să identifice orice diferențe dintre agregarea contraprestății transferate, orice interese care nu controlează în entitatea dobândită și într-o combinație de întreprinderi realizată în etape, valoarea justă de la data achiziției, a participațiilor în capitalurile proprii ale entității dobândite deținute anterior de către dobânditor și activele identificabile nete dobândite;

Această diferență va fi recunoscută drept fond comercial, în conformitate cu IAS 36- Deprecierea activelor, fondul comercial dobândit într-o combinație de întreprinderi va fi testat pentru depreciere anual.

În anul 2018 nu este calculată o depreciere deoarece acest an este anul achiziției.

**3.6 Imobilizări corporale**

Imobilizările corporale cuprind clădiri, terenuri, active folosite pentru activitatea de transport internațional nereglementată (eg. conducte, compresoare, instalații de filtrare, dispozitive).

Clădirile cuprind în special clădiri auxiliare activelor operaționale, un centru de cercetare și clădiri de birouri.

Cheltuielile ulterioare sunt incluse în valoarea contabilă a activului sau recunoscute ca activ separat, după caz, doar când intrarea de beneficii economice viitoare pentru Societate asociate elementului este probabilă iar costul elementului respectiv poate fi evaluat în mod credibil. Valoarea contabilă a activului înlocuit este scoasă din evidență. Toate celelalte cheltuieli cu reparații și întreținere sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada financiară în care acestea apar.

Terenurile nu se amortizează. Amortizarea altor elemente de imobilizări corporale este calculată pe baza metodei liniare în vederea alocării costului lor mai puțin valoarea reziduală, pe parcursul duratei lor de viață utilă, după cum urmează:

	<b><u>Număr de ani</u></b>
Clădiri	50
Active din sistemul de transport al gazelor	20
Alte mijloace fixe	4 - 20

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

Înainte de 31 decembrie 2008, costurile îndatorării erau suportate pe măsură ce apăreau. Începând cu 1 ianuarie 2009, costurile îndatorării care sunt atribuibile direct achiziției, construcției sau producției unui activ cu ciclu lung de producție sunt capitalizate ca parte a costului respectivului activ. Costurile îndatorării care sunt atribuibile direct achiziției, construcției sau producției unui activ cu ciclu lung de producție sunt acele costuri de îndatorare care ar fi fost evitate în cazul în care cheltuielile cu activul nu ar fi fost efectuate. În măsura în care fondurile sunt împrumutate special pentru obținerea unui activ cu ciclu lung de producție, valoarea costurilor îndatorării eligibile pentru capitalizarea activului în cauză este determinată prin costul real generat de acel împrumut în decursul perioadei, mai puțin veniturile din investițiile temporare ale acestor împrumuturi. În măsura în care fondurile sunt împrumutate, în general, și utilizate în scopul obținerii unui activ cu ciclu lung de producție, valoarea costurilor îndatorării eligibile pentru capitalizare este determinată prin aplicarea unei rate de capitalizare a cheltuielilor pentru acel activ.

Rata de capitalizare este media ponderată a costurilor îndatorării aplicabile împrumuturilor entității, care sunt scadente în decursul perioadei, altele decât împrumuturile făcute special pentru obținerea activului cu ciclu lung de producție.

Consturile fondurilor împrumutate special pentru obținerea unui activ cu ciclu lung de producție (realizarea de investiții) sunt capitalizate de societate asupra activului ca diferență între costurile actuale ale îndatorării suportate în legătură cu împrumutul respectiv în cursul perioadei și orice venituri din investiții obținute din investirea temporară a acelor împrumuturi.

Costurile îndatorării atribuibile angajamentului se recunosc drept cheltuială în perioada în care acestea sunt suportate, cu excepția cazului în care operatorul deține dreptul contractual de a primi o imobilizare necorporală, caz în care costurile îndatorării atribuibile unui acord sunt capitalizate pe parcursul etapei de elaborare a angajamentului.

Valorile reziduale ale activelor și duratele de viață utilă sunt revizuite, și ajustate în mod corespunzător, la sfârșitul fiecărei perioade de raportare.

Valoarea contabilă a unui activ este redusă imediat la valoarea recuperabilă dacă valoarea contabilă a activului respectiv este mai mare decât valoarea recuperabilă estimată (Nota 3.7).

Câștigurile și pierderile rezultate în urma cedării sunt determinate prin compararea sumelor de încasat cu valoarea contabilă și sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada în care a avut loc vânzarea.

**3.7 Deprecierea activelor nefinanciare**

Actiivele supuse amortizării sunt revizuite pentru identificarea pierderilor din depreciere ori de câte ori evenimente sau schimbări în circumstanțe indică faptul că valoarea contabilă nu mai poate fi recuperată.

Pierdere din depreciere este reprezentată de diferența dintre valoarea contabilă și valoarea recuperabilă a activului respectiv. Valoarea recuperabilă este maximumul dintre valoarea justă a activului minus costurile de vânzare și valoarea de utilizare. O pierdere din depreciere recunoscută pentru un activ în perioadele anterioare este stornată dacă apar modificări ale estimărilor utilizate la determinarea valorii recuperabile a activului de la data la care a fost recunoscută ultima pierdere din depreciere. Pentru calculul acestei pierderi, activele sunt grupate până la cel mai mic nivel de detaliu pentru care pot fi identificate fluxuri independente de trezorerie (unități generatoare de numerar).

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

Activele nefinanciare care au suferit deprecieri sunt revizuite în vederea unei posibile stornări a deprecierei la fiecare dată de raportare.

**3.8 Active aparținând domeniului public**

În conformitate cu Legea Domeniului Public 213/1998, conductele pentru transportul gazelor sunt proprietate publică. Hotărârea de Guvern 491/1998, confirmată de Hotărârea de Guvern 334/2000, precizează că mijloacele fixe cu o valoare contabilă istorică statutară brută de 474.952.575 lei (31 decembrie 2017: 474.952.575 lei) reprezentând conducte de gaz, se află în administrarea Societății. Prin urmare, Societatea are dreptul exclusiv de utilizare a acestor active pe perioada concesiunii și le va restitui Statului la sfârșitul acestei perioade (vezi Nota 8). Societatea încasează cea mai mare parte din beneficiile asociate activelor și este expusă celei mai mari părți dintre riscuri, inclusiv obligația de a menține activele rețelei pe parcursul unei perioade cel puțin egale cu durata de viață utilă rămasă, iar performanțele financiare ale Societății sunt direct influențate de starea acestei rețele. Prin urmare, înainte de 1 ianuarie 2010, Societatea a recunoscut aceste active ca imobilizări corporale, împreună cu o rezervă corespunzătoare în capitalurile proprii (vezi Nota 5.2). Politicile contabile aplicate acestor active au fost aceleași cu cele aplicate imobilizărilor corporale ale Societății (Notele 3.7 și 3.6).

Societatea a adoptat IFRIC 12 din 1 ianuarie 2010 și a reclasificat aceste active și îmbunătățirile ulterioare ca active necorporale (cu excepția conductelor pentru transport internațional).

Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții". Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare societatea a înregistrat creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și un activ necorporal la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.

În conformitate cu Legea Concesiunii Publice nr. 238/2004, este datorată o redevență pentru bunurile publice administrate de societăți altele decât cele de stat. Rata redevenței pentru utilizarea conductelor de transport al gazelor este stabilită de guvern. Începând din octombrie 2007, redevența a fost stabilită la 10% din venituri. Durata acordului de concesiune este de 30 de ani, până în 2032.

**3.9 Active financiare**

Societatea își clasifică activele financiare în următoarele categorii: măsurate la valoarea justă prin profit sau pierdere, măsurate la cost amortizat și măsurate la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global. Clasificarea se face în funcție de scopul în care au fost achiziționate activele financiare. Conducerea stabilește clasificarea acestor imobilizări la momentul recunoașterii inițiale.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

(a) *Împrumuturi și creanțe*

Împrumuturile și creanțele sunt active financiare nederivate cu plăți fixe sau determinabile și care nu sunt cotate pe o piață activă. Ele sunt incluse în activele circulante, cu excepția celor care au o perioadă de maturitate mai mare de 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare. Acestea sunt clasificate ca active imobilizate. Împrumuturile și creanțele Societății cuprind „creanțe comerciale și alte creanțe” și numerar și echivalente numerar în situația poziției financiare (Notele 3.11 și 3.13).

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și un activ necorporal la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate. Rata de actualizare folosită pentru a calcula valoarea prezentă a creanței este cea a obligațiunilor guvernamentale pe termen lung cu cupon zero, pe o perioadă apropiată de durata rămasă a acordului de concesiune. Evaluarea inițială a compensației se face la valoarea justă care reflectă riscul de credit, ce se aplică la valoarea reglementată rămasă neamortizată la sfârșitul contractului. Evaluarea ulterioară se face la costul amortizat, folosind metoda dobânzii efective. Rata dobânzii efective utilizată este bazată pe date istorice și nu se modifică în funcție de rata dobânzii pe piață.

(b) *Active financiare măsurate la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere sau măsurate la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global*

IFRS 9 introduce o nouă abordare privind clasificarea activelor financiare și cuprinde trei categorii principale de active financiare: măsurate la cost amortizat, la valoare justă prin alte elemente ale rezultatului global, la valoare justă prin contul de profit sau pierdere. Clasificarea pe IFRS 9 este determinată de caracteristicile fluxurilor de numerar și de modelul de business în cadrul căruia este deținut un activ. Această abordare unitară bazată pe principii elimină categoriile de clasificare a activelor financiare din IAS 39: deținute până la scadență, credite și avansuri și active financiare disponibile în vederea vânzării. Noul model va determina de asemenea existența unui singur model de depreciere aplicabil tuturor instrumentelor financiare.

La recunoașterea inițială o entitate poate face o alegere irevocabilă pentru a prezenta la alte elemente ale rezultatului global modificările ulterioare în valoarea justă a unei investiții într-un instrument de capitaluri proprii care nu este nici deținut în vederea tranzacționării și nici nu este o contraprestație contingentă recunoscută de un dobânditor într-o combinație de întreprinderi la care se aplica IFRS3. În acest caz va recunoaște în profit sau pierdere dividendele din investiția respectivă.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

*(c) Deprecierea activelor financiare*

La fiecare dată de raportare, Societatea evaluează dacă există probe obiective conform cărora un activ financiar sau un grup de active financiare a suferit o depreciere. Un activ financiar sau un grup de active financiare este depreciat și sunt suportate pierderi din depreciere numai dacă există dovezi obiective ale deprecierii ca rezultat al unui sau mai multor evenimente care au apărut după recunoașterea inițială a activului (un „eveniment care ocazionalizează pierderi”) și dacă acel eveniment (sau evenimente) care ocazionalizează pierderi are (au) un impact asupra fluxurilor de trezorerie viitoare estimate ale activului financiar sau ale grupului de active financiare care poate fi estimat în mod credibil.

Criteriile pe care Societatea le folosește pentru a determina că există dovezi obiective ale unei pierderi din depreciere includ:

- dificultate financiară semnificativă a emitentului sau debitorului;
- o încălcare a contractului, cum ar fi neplata sau întârzieri la plata dobânzii sau a creditului;
- societatea, din motive economice sau juridice legate de dificultatea financiară a debitorului, acordă debitorului o concesiune pe care creditorul nu ar fi avut-o altfel în vedere;
- este probabil ca debitorul să intre în faliment sau altă formă de reorganizare financiară;
- dispariția pieței active pentru acel activ financiar din cauza dificultăților financiare; sau
- date observabile indică faptul că există o diminuare măsurabilă a fluxurilor de trezorerie viitoare estimate dintr-un portofoliu de active financiare de la recunoașterea inițială a acelor active, chiar dacă diminuarea nu poate fi încă identificată pentru activele financiare individuale din portofoliu, inclusiv:
  - schimbări nefavorabile în situația plăților debitorilor din portofoliu; și
  - condiții economice, la nivel național sau local, corelate cu neplata, referitoare la activele din portofoliu.

Societatea evaluează în primul rând dacă există probe obiective ale deprecierii.

*(i) Active înregistrate la cost amortizat*

Testarea deprecierii creanțelor comerciale este descrisă mai sus.

Pentru împrumuturi și creanțe, valoarea pierderii este măsurată ca diferența dintre valoarea contabilă a activului și valoarea actualizată a fluxurilor de trezorerie viitoare estimate (excluzând viitoarele pierderi de credit care nu au fost contractate), actualizate la rata inițială a activului; rata de actualizare pentru evaluarea oricărei pierderi din depreciere este rata actuală a dobânzii efective determinată în conformitate cu contractul. În practică, societatea poate măsura deprecierea pe baza valorii juste a unui instrument utilizând un preț observabil pe piață.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

Dacă, într-o perioadă ulterioară, valoarea pierderii din depreciere scade și scăderea poate fi corelată obiectiv cu un eveniment care are loc după ce deprecierea a fost recunoscută (cum ar fi o îmbunătățire în punctajul de credit a debitorului), reluarea pierderii din deprecierea recunoscută anterior este recunoscută ca profit sau pierdere.

(ii) *Active măsurate la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global*

Societatea evaluează în fiecare perioadă de raportare dacă există dovezi obiective că un activ financiar sau un grup de active financiare este depreciat. În cazul instrumentelor de capital clasificate la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global, o scădere semnificativă sau prelungită a valorii activelor financiare sub costul lor este considerată un indicator că activele sunt depreciate. Dacă există astfel de dovezi pentru aceste active financiare pierderea cumulată - măsurată ca diferența dintre costul de achiziție și valoarea justă curentă, minus orice pierdere din deprecierea activului financiar recunoscut anterior, în profit sau pierdere - este eliminată din alte elemente ale rezultatului global și recunoscută în profit sau pierdere.

Pierderile din depreciere recunoscute în profit sau pierdere pentru instrumente de capitaluri proprii nu sunt reluate, ulterior, și orice câștig ulterior este recunoscut în alte elemente ale rezultatului global.

**3.10 Stocuri**

Stocurile sunt înregistrate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă.

Componentele recuperate din dezmembrări respectiv reparații de conducte construite de către Societate sunt înregistrate ca și stocuri la o valoare determinată de către o comisie tehnică. Valoarea determinată astfel nu depășește valoarea realizabilă netă.

Costul este determinat pe baza metodei primul intrat, primul ieșit. Acolo unde este necesar, sunt înregistrate ajustări pentru stocurile uzate moral și cu mișcare lentă. Stocurile uzate moral identificate individual sunt ajustate la valoare integrală sau eliminate din bilanț. Pentru stocurile cu mișcare lentă este efectuată o estimare a vechimii pe fiecare categorie principală, pe baza rotației stocurilor.

Costul gazelor naturale utilizate în activitatea de echilibrare a sistemului național de transport este determinat pe baza metodei costului mediu ponderat.

**3.11 Creanțe comerciale**

Creanțele comerciale sunt sumele datorate de clienți pentru serviciile prestate în cadrul operațiunilor de afaceri. Dacă perioada de colectare este de un an sau mai puțin (sau în ciclul normal de exploatare a activității), ele sunt clasificate ca active circulante. Dacă nu, ele sunt prezentate ca active imobilizate.

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea justă, iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puțin ajustările pentru depreciere.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

**3.12 Taxa pe valoarea adăugată**

Taxa pe valoarea adăugată trebuie plătită autorităților fiscale pe baza decontului TVA lunar până la data de 25 a lunii următoare, indiferent de nivelul de recuperare a creanțelor de la clienți. Autoritățile fiscale permit decontarea TVA pe o bază netă. Dacă TVA deductibil este mai mare decât TVA colectat, diferența este rambursabilă la cererea Societății. Respectivul TVA poate fi rambursat după efectuarea unui control fiscal, sau chiar în absența acestuia, dacă sunt întrunite anumite condiții. TVA aferentă vânzărilor și achizițiilor care nu au fost decontate la sfârșitul perioadei de raportare este recunoscută în situația poziției financiare la valoarea netă și prezentată separat ca un activ sau obligație curentă. În cazurile în care au fost create ajutări pentru deprecierea creanțelor, pierderea din depreciere este înregistrată pentru valoarea brută a debitorului, inclusiv TVA. TVA aferent trebuie plătit către Stat și poate fi recuperat doar în cazul prescrierii debitorului, ca urmare a deciziei de faliment.

**3.13 Numerar și echivalent de numerar**

Numerarul și echivalentele de numerar cuprind numerarul în casă, disponibilul din conturile curente la bănci, alte investiții pe termen scurt cu lichiditate ridicată și cu termene de maturitate inițiale de până la trei luni și descoperit de cont la bănci. În situația poziției financiare, facilitățile de descoperit de cont sunt evidențiate la împrumuturi, în cadrul datorii curente.

**3.14 Capitaluri proprii**

*Capital social*

Acțiunile ordinare sunt clasificate drept capitaluri proprii.

Costurile suplimentare care pot fi atribuite direct emisiunii de noi acțiuni sau opțiuni sunt evidențiate în capitalurile proprii ca deduceri, net de impozit, din încasări.

*Dividende*

Dividendele sunt recunoscute ca obligații și sunt deduse din capitalurile proprii la sfârșitul perioadei de raportare doar dacă au fost declarate înainte de sau la sfârșitul perioadei de raportare. Dividendele sunt recunoscute atunci când au fost propuse înaintea sfârșitului perioadei de raportare, sau când au fost propuse sau declarate după sfârșitul perioadei de raportare, dar înainte de data la care situațiile financiare au fost avizate spre a fi emise.

**3.15 Împrumuturi**

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, net de costurile de tranzacționare înregistrate. Ulterior, împrumuturile sunt evidențiate la cost amortizat; orice diferență dintre sumele încasate (net de costurile de tranzacționare) și valoarea răscumpărării este recunoscută în profit sau pierdere pe durata împrumuturilor pe baza metodei dobânzii efective.

Împrumuturile sunt clasificate ca datorii curente, cu excepția situației în care Societatea are un drept necondiționat de a amâna achitarea datoriei pentru minimum 12 luni de la sfârșitul perioadei de raportare.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

**3.16 Impozit pe profit curent și amânat**

Cheltuiala cu impozitul aferentă perioadei include impozitul curent și impozitul amânat și este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care este recunoscut în alte elemente ale rezultatului global sau direct în capitalurile proprii pentru că se referă la tranzacții care sunt, la rândul lor, recunoscute în aceeași perioadă sau în altă perioadă, în alte elemente ale rezultatului global sau direct în capitalurile proprii.

Cheltuiala cu impozitul pe profit curent se calculează pe baza reglementărilor fiscale în vigoare la sfârșitul perioadei de raportare. Conducerea evaluează periodic pozițiile din declarațiile fiscale în ceea ce privește situațiile în care reglementările fiscale aplicabile sunt interpretabile și constituie provizioane, acolo unde este cazul, pe baza sumelor estimate ca datorate autorităților fiscale.

Impozitul pe profit amânat este recunoscut, pe baza metodei obligației bilanțiere, pentru diferențele temporare intervenite între bazele fiscale ale activelor și datoriilor și valorile contabile ale acestora din situațiile financiare. Totuși, impozitul pe profit amânat care rezultă în urma recunoașterii inițiale a unui activ sau pasiv dintr-o tranzacție alta decât o combinație de întreprinderi, și care la momentul tranzacției nu afectează profitul contabil și nici cel impozabil nu este recunoscut. Impozitul pe profit amânat este determinat pe baza ratelor de impozitare (și reglementărilor legale) intrate în vigoare până la sfârșitul perioadei de raportare și care urmează să fie aplicate în perioada în care impozitul amânat de recuperat va fi valorificat sau impozitul amânat de plată va fi achitat.

Impozitul amânat de recuperat este recunoscut numai în măsura în care este probabil să se obțină în viitor un profit impozabil din care să fie deduse diferențele temporare.

**3.17 Datorii comerciale și alte datorii**

Furnizorii și alte datorii sunt recunoscute inițial la valoarea justă și evaluate ulterior la cost amortizat pe baza metodei dobânzii efective. Conturile de datorii comerciale și alte datorii se închid ca urmare a plății datoriilor, a compensării cu creanțe reciproce sau la prescrierea lor prin contul de profit și pierdere.

**3.18 Venituri înregistrate în avans**

Veniturile în avans sunt înregistrate pentru taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului, pentru obiectivele primite cu titlu gratuit și pentru fonduri nerambursabile încasate.

Fondurile nerambursabile încasate sunt asimilate subvențiilor guvernamentale.

Subvențiile guvernamentale sunt recunoscute la valoarea de piață atunci când există o asigurare rezonabilă că acestea vor fi primite și că vor fi îndeplinite condițiile aferente.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

Pentru taxele de racordare aplicate clienților la racordarea acestora la rețeaua de transport a gazului, pentru obiectivele primite cu titlu gratuit, pentru fonduri nerambursabile Societatea a ales să înregistreze valoarea totală a activului și un venit în avans.

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE. Societatea a recunoscut pentru investițiile efectuate până la data bilanțului o creanță actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și un activ necorporal la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.

**3.19 Beneficiile angajaților**

În cursul normal al activității, Societatea face plăți către Statul român în numele angajaților săi, pentru fondurile de sănătate, pensii și șomaj. Toți angajații Societății sunt membri ai planului de pensii al statului român, care este un plan fix de contribuții. Aceste costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere odată cu recunoașterea cheltuielilor salariale.

*Beneficii acordate la pensionare*

Conform contractului colectiv de muncă, Societatea trebuie să plătească angajaților la momentul pensionării o sumă compensatorie egală cu un anumit număr de salarii brute, în funcție de perioada lucrată în industria de gaz, condițiile de lucru, etc. Societatea a înregistrat un provizion pentru astfel de plăți (vezi Nota 21). Obligația recunoscută în bilanț reprezintă valoarea prezentă a obligației la data bilanțului. Obligația este calculată anual de către specialiști independenți utilizând Metoda Factorului de Credit Proiectat. Valoarea prezentă este determinată prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare cu rata dobânzii obligațiunilor guvernamentale pe termen lung.

Costul serviciului curent este recunoscut în contul de profit și pierdere în cheltuiala cu angajații. Cheltuiala cu dobânda este inclusă în contul de profit și pierdere în cheltuieli financiare.

Câștigurile sau pierderile actuariale datorate modificărilor în ipotezele actuariale sunt recunoscute în situația rezultatului global în perioada pentru care este efectuat calculul actuarial.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE  
(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

*Asigurări sociale*

Societatea înregistrează cheltuieli legate de angajații săi, ca urmare a acordării unor beneficii legate de asigurări sociale. Aceste sume cuprind în principal costurile implicite ale angajării de muncitori și, ca urmare, sunt incluse în cheltuielile salariale.

*Participarea la profit și prime*

Societatea recunoaște o obligație și o cheltuială pentru prime și participare la profit, pe baza unei formule care ține cont de profitul atribuibil acționarilor Societății după anumite ajustări. Societatea recunoaște o obligație acolo unde este obligat prin contract sau unde există o practică trecută care a creat o obligație implicită.

**3.20 Provizioane pentru riscuri și cheltuieli**

Provizioanele pentru riscuri și cheltuieli sunt recunoscute în momentul în care Societatea are o obligație legală sau implicită ca urmare a unor evenimente din trecut, când pentru decontarea obligației este necesară o ieșire de resurse care încorporează beneficii economice și pentru care poate fi făcută o estimare credibilă în ceea ce privește valoarea obligației. Acolo unde există o serie de obligații similare, probabilitatea ca o ieșire de resurse să fie necesară pentru decontare este stabilită în urma evaluării clasei de obligații ca întreg. Provizionul este recunoscut chiar dacă probabilitatea unei ieșiri de resurse legate de orice element inclus în orice clasă de obligații este redusă. Acolo unde Societatea așteaptă rambursarea unui provizion, de exemplu printr-un contract de asigurări, rambursarea este recunoscută ca activ separat, dar numai atunci când rambursarea este teoretic sigură.

Provizioanele sunt evaluate la valoarea actualizată a cheltuielilor estimate ca fiind necesare pentru decontarea obligației, utilizând o rată pre-impozitare care să reflecte evaluările de piață curente ale valorii temporale a banilor și a riscurilor specifice obligației. Majorarea provizionului datorată trecerii timpului este recunoscută ca și cheltuială cu dobânda.

**3.21 Recunoașterea veniturilor**

Veniturile cuprind valoarea justă a sumelor încasate sau de încasat din vânzarea de servicii și/sau bunuri și în cursul activității normale a Societății. Veniturile sunt înregistrate net de taxa pe valoarea adăugată, retururi, rabaturi și reduceri de preț.

Societatea recunoaște veniturile în momentul în care valoarea acestora poate fi estimată cu certitudine, când este probabil ca entitatea să încaseze beneficii economice viitoare și când se îndeplinesc anumite criterii pentru fiecare din activitățile Societății, așa cum se arată în cele ce urmează. Valoarea veniturilor nu se consideră estimabilă în mod credibil până când nu se soluționează toate contingențele aferente vânzării. Societatea își bazează estimările pe rezultate istorice, ținând seama de tipul clientului, tipul tranzacției și specificul fiecărui angajament.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**3. REZUMATUL POLITICILOR CONTABILE SEMNIFICATIVE (CONTINUARE)**

*a) Venituri din servicii*

Veniturile din transportul intern și internațional al gazului sunt constituite din rezervarea capacității de transport și transportul prin SNT al cantităților determinate de gaze naturale, exprimate în unități de energie, pe perioada de valabilitate a unui contract de transport al gazelor naturale și sunt recunoscute în momentul livrării lor. Pe durata administrării contractelor de transport, OTS emite și transmite UR, până la data de 15 a lunii următoare celei pentru care a prestat serviciul de transport: o factură aferentă serviciilor de transport prestate pentru luna precedentă, întocmită în baza alocărilor finale; o factură aferentă dezechilibrelor zilnice finale înregistrate în luna precedentă; și o factură aferentă contravalorii tarifului de depășire a capacității rezervate.

*b) Veniturile din vânzarea de bunuri*

Veniturile din vânzarea de bunuri se înregistrează în momentul livrării bunurilor.

*c) Venituri din dobânzi*

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute proporțional, pe baza metodei dobânzii efective.

*d) Venituri din dividende*

Dividendele sunt recunoscute atunci când dreptul de a primi plata este recunoscut.

*e) Compensări mutuale și tranzacții tip barter*

O parte relativ redusă din vânzări și achiziții sunt compensate prin acorduri mutuale, barter sau non-numerar. Aceste tranzacții au loc în general sub forma anulării soldurilor, fie bilateral, fie printr-un lanț care implică mai multe societăți (vezi Nota 28).

Vânzările și achizițiile care sunt prevăzute să fie compensate prin acorduri mutuale, barter sau non-numerar sunt recunoscute pe baza estimărilor conducerii referitoare la valoarea justă a acestora care trebuie primită sau cedată în cadrul compensărilor non-numerar. Valoarea justă este stabilită pe baza informațiilor disponibile pe piață.

Tranzacțiile non-numerar au fost excluse din situația fluxurilor de trezorerie, astfel încât activitățile de investiții, de finanțare, precum și totalitatea activităților operaționale reprezintă fluxuri de trezorerie actuale.

*f) Venituri din penalități*

Veniturile din penalități pentru plata cu întârziere sunt recunoscute atunci când sunt preconizate beneficii economice viitoare în favoarea Societății.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR**

**Factori de risc financiar**

Prin natura activităților efectuate, Societatea este expusă unor riscuri variate care includ: riscul de piață (inclusiv riscul monetar, riscul de rată a dobânzii privind valoarea justă, riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și riscul de preț), riscul de credit și riscul de lichiditate. Programul Societății privind managementul riscului se concentrează asupra imprevizibilității piețelor financiare și caută să minimalizeze potențialele efecte adverse asupra performanțelor financiare ale Societății. Societatea nu utilizează instrumente financiare derivate pentru a se proteja de anumite expuneri la risc.

**(a) Riscul de piață**

**(i) Riscul valutar**

Societatea este expusă riscului valutar prin expunerile la diferite devize, în special la EUR. Riscul valutar este asociat activelor (Nota 12) și obligațiilor recunoscute.

Societatea nu întreprinde acțiuni formale de minimalizare a riscului valutar aferent operațiunilor sale; așadar, Societatea nu aplică contabilitatea acoperirii împotriva riscului. Conducerea consideră totuși că Societatea este acoperită în ce privește riscul valutar, având în vedere că încasările în devize (în special veniturile din transport internațional) sunt utilizate pentru stingerea obligațiilor exprimate în devize.

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

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
<i>Impactul asupra profitului și pierderii și a capitalurilor proprii a:</i>		
Aprecierii USD cu 10%	121.191	38.536
Deprecierii USD cu 10%	(121.191)	(38.536)
Aprecierii EUR cu 10%	36.267.997	64.842.955
Deprecierii EUR cu 10%	(36.267.997)	(64.842.955)

**(ii) Riscul de preț**

Societatea este expusă riscului prețului mărfurilor aferent gazului achiziționat pentru consumul propriu. Dacă prețul gazului ar fi fost cu 5% mai mare/ mai mic, profitul net al perioadei ar fi fost mai mic/ mai mare cu 2.940.121 lei (decembrie 2017 : 3.067.062 lei).

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)**

(iii) Riscul de rată a dobânzii privind fluxul de trezorerie și valoarea justă

Societatea este expusă riscului ratei dobânzii prin depozitele la bănci. Societatea nu a încheiat nici un fel de angajamente în vederea diminuării riscului. Pentru expunerea medie a perioadei, dacă ratele dobânzii ar fi fost cu 50 de puncte de bază mai mici/ mai mari, cu toate celelalte variabile menținute constante, profitul aferent perioadei și capitalurile proprii ar fi fost cu 3.051.941 lei mai mic/ mai mare (decembrie 2017 : 3.629.530 lei mai mic/mai mare), ca efect al modificării ratei dobânzii la depozitele bancare.

**(b) Riscul de credit**

Riscul de credit este legat în special de numerar și echivalente de numerar și de creanțele comerciale. Societatea a elaborat o serie de politici prin aplicarea cărora se asigură că vânzările de produse și servicii se efectuează către clienți corespunzători Valoarea contabilă a creanțelor, netă de ajustările pentru creanțe incerte, reprezintă valoarea maximă expusă riscului de credit. Riscul de credit al Societății este concentrat pe cei 5 clienți principali, care împreună reprezintă 50% din soldurile de creanțe comerciale la 31 decembrie 2018 (31 decembrie 2017: 61%). Deși colectarea creanțelor poate fi influențată de factori economici, conducerea consideră că nu există un risc semnificativ de pierdere care să depășească ajustările deja create. La sfârșitul anului 2018 societatea are la dispoziție garanții de bună plată de la clienți în valoarea de 223.883.181 lei.

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

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Fără rating	4.672.134	4.587.327
BB		355.439.685
BB+	347.913.691	-
BBB-	13.569.848	3.901.284
BBB		224.008.353
BBB+	344.645.980	474.084.727
A	137.989	138.479
AA		190.822
AA-	<u>216.037</u>	<u>-</u>
	<b><u>711.155.679</u></b>	<b><u>1.062.350.677</u></b>

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)**

**(c) Riscul de lichiditate**

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

Societatea previzionează fluxurile de trezorerie. Funcția financiară a Societății monitorizează continuu cerințele de lichidități ale Societății pentru a se asigura că există numerar suficient pentru a răspunde cerințelor operaționale, menținând în același timp un nivel suficient al facilităților de împrumut neutilizate (Nota 16) în orice moment, astfel încât Societatea să nu încalce limitele sau acordurile de împrumut (unde e cazul) pentru niciuna din facilitățile sale de împrumut. Aceste previziuni iau în calcul planurile Societății de finanțare a datoriei, respectarea acordurilor, respectarea obiectivelor interne referitoare la indicatorii din bilanțul contabil și, dacă e cazul, a reglementărilor externe sau a dispozițiilor legale - 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 2018 după maturitatea contractuală rămasă. Sumele prezentate în tabelul scadențelor reprezintă fluxuri de trezorerie contractuale neactualizate.

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2018 este următoarea:

	<b>Suma totală</b>	<b>mai puțin de 1 an</b>	<b>1-5 ani</b>	<b>peste 5 ani</b>
Împrumuturi	259.278.444	3.121.315	70.206.550	185.950.579
Datorii comerciale și alte datorii	<u>258.826.722</u>	<u>258.826.722</u>	-	-
	<u>518.105.166</u>	<u>261.948.037</u>	<u>70.206.550</u>	<u>185.950.579</u>

Analiza maturității datoriilor financiare la 31 decembrie 2017 este următoarea:

	<b>Suma totală</b>	<b>mai puțin de 1 an</b>	<b>1-5 ani</b>	<b>peste 5 ani</b>
Împrumuturi	78.443.204	830.048	17.885.494	59.727.662
Datorii comerciale și alte datorii	<u>127.161.874</u>	<u>127.161.874</u>	-	-
	<u>205.605.078</u>	<u>127.991.922</u>	<u>17.885.494</u>	<u>59.727.662</u>

Datoriile comerciale și alte datorii includ datorii comerciale, furnizori de mijloace fixe, dividende de plată și alte datorii (vezi Nota 19) și nu sunt incluse: datoriile generate ca rezultat al dispozițiilor legale impuse de autorități, datoriile către salariați și veniturile înregistrate în avans.

**NOTE LA SITUATIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)**

Categoriile de instrumente financiare:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>(retrat)</b>
<b>Active financiare</b>		
Numerar și echivalente de numerar	419.910.424	622.517.062
Depozite bancare la termen	291.407.201	440.021.181
Credite și creanțe	1.108.155.574	932.006.661
Active financiare	24.816.713	24.578.237
Ajustări privind activele financiare	<u>(24.816.713)</u>	<u>(24.578.237)</u>
	<b><u>1.819.473.199</u></b>	<b><u>1.994.544.904</u></b>
	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
<b>Datorii financiare</b>		
Datorii evaluate la cost amortizat		
Împrumuturi	233.195.000	69.895.500
Datorii evaluate la valoare justă:		
Garanții financiare contracte	6.311.084	5.488.821
Datorii comerciale și alte datorii	<u>252.515.638</u>	<u>121.673.052</u>
	<b><u>492.021.722</u></b>	<b><u>197.057.373</u></b>

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

**Managementul riscului de capital**

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

La fel ca și celelalte companii din acest sector, Societatea monitorizează capitalul pe baza gradului de îndatorare. Acest coeficient este calculat ca datorie netă împărțită la capitalul total. Datoria netă este calculată ca împrumuturile totale (inclusiv „împrumuturile curente și pe termen lung”, după cum se arată în situația poziției financiare) mai puțin numerarul și echivalentul de numerar. Capitalul total este calculat drept „capitaluri proprii”, după cum se arată în situația poziției financiare plus datoria netă.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**4. MANAGEMENTUL RISCULUI FINANCIAR (CONTINUARE)**

În 2018, strategia Societății, care a rămas neschimbată din 2017 a fost să mențină gradul de îndatorare cât mai redus posibil pentru a menține semnificativă capacitatea de a împrumuta fonduri pentru viitoare investiții. Gradul de îndatorare net a fost negativ la 31 decembrie 2018 și negativ la 31 decembrie 2017:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>retrat</b>
Total împrumuturi	233.195.000	69.895.500
Mai puțin: numerar și echivalente de numerar (Nota 13)	<u>(711.317.624)</u>	<u>(1.062.538.243)</u>
Poziția netă de numerar	<u>(478.122.624)</u>	<u>(992.642.743)</u>

**Estimarea valorii juste**

Valoarea justă a instrumentelor financiare care sunt tranzacționate pe o piață activă se bazează pe prețurile de piață cotate la sfârșitul perioadei de raportare. Valoarea justă a instrumentelor financiare care nu sunt tranzacționate pe o piață activă este stabilită prin intermediul tehnicilor de evaluare.

Se consideră că valoarea contabilă minus ajutarea pentru deprecierea creanțelor și datoriilor comerciale aproximează valorile juste ale acestora. Valoarea justă a obligațiilor financiare este estimată prin actualizarea fluxurilor de trezorerie contractuale viitoare utilizând rata curentă de piață a dobânzii disponibilă Societății pentru instrumente financiare similare.

**5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE**

**Estimări și ipoteze contabile esențiale**

Societatea elaborează estimări și ipoteze cu privire la viitor. Estimările și ipotezele sunt evaluate permanent și se bazează pe experiența din trecut și pe alți factori, inclusiv predicții ale unor evenimente din viitor despre care se crede că sunt rezonabile în anumite circumstanțe.

Estimările contabile rezultate prin definiție vor egala rar rezultatele reale obținute. Estimările și ipotezele care prezintă un risc semnificativ de a cauza o ajustare importantă a valorii contabile a activelor și pasivelor în următorul exercițiu financiar sunt prezentate în continuare.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)**

**5.1 Ipoteze pentru stabilirea valorii provizionului pentru beneficii după pensionare**

Acest provizion a fost calculat pe baza estimărilor privind salariul mediu, a numărului mediu de angajați și a numărului mediu de salarii de plată la momentul pensionării, precum și a schemei de plată a beneficiilor. Provizionul a fost adus la valoarea actualizată prin aplicarea unui factor de actualizare calculat pe baza ratei dobânzii fără risc (de ex. rata dobânzii la obligațiuni de stat).

Valoarea prezentă a obligațiilor la 31 decembrie 2018 este de 110.011.930 lei (Nota 21).

Prezentarea valorii prezente pentru anul 2018 în funcție de următoarele variabile:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>
Rata inflatie +1%	123.608.092
Rata inflatie -1%	97.974.861
Randament investitional +1%	98.512.238
Randament investitional +1%	123.509.498

Valoarea prezentă a obligațiilor la 31 decembrie 2017 este de 99.462.667 lei (Nota 21).

Prezentarea valorii prezente pentru anul 2017 în funcție de următoarele variabile:

	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Rata inflatie +1%	110.501.383
Rata inflatie -1%	89.869.030
Randament investitional +1%	90.221.183
Randament investitional +1%	101.440.189

Analiza maturității plăților de beneficii:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Până la un an	2.939.793	3.608.726
Intre 1 și 2 ani	2.897.013	3.366.142
Intre 2 și 5 ani	7.472.724	10.320.110
Intre 5 și 10 ani	40.447.448	44.098.649

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)**

**5.2 Tratamentul contabil al acordului de concesiune**

După cum se arată în Nota 8, în mai 2002, Societatea a încheiat un Acord de concesiune cu Agenția Națională pentru Resurse Minerale („ANRM”), care îi dă Societății dreptul de utilizare a principalelor conducte din sistemul național de transport gaz pe o perioadă de 30 de ani. Înainte de încheierea acestui acord, conductele erau în administrarea Societății conform Legii Domeniului Public nr. 213/1998, Hotărârii de Guvern („HG”) nr. 491/1998 și HG nr. 334 din 2000 prin care se înființează Societatea. Conform clauzelor prezentului acord, Societatea primește majoritatea beneficiilor asociate activelor și este expusă majorității riscurilor. Prin urmare, Societatea a recunoscut aceste active în situația poziției financiare, împreună cu o rezervă corespunzătoare în capitalurile proprii.

Referitor la infrastructura deja existentă la data semnării Acordului de Concesiune, dat fiind că Societatea nu are obligații de plată la momentul terminării Acordului de Concesiune (ci doar obligații referitoare la întreținere și modernizare, investiții în noi conducte), managementul Societății a considerat că aceasta este, în substanță, o componentă de capitaluri proprii, definite ca interesul rezidual în activele Societății după deducerea tuturor datoriilor. În plus, datorită faptului că Societatea și predecesorii sa, SNGN Romgaz SA, au fost controlate de Statul Român, publicarea Legii Patrimoniului Public (i.e. pierderea proprietății) și reorganizarea SNGN Romgaz SA în 5 societăți, pot fi considerate tranzacții cu acționarul, în capacitatea sa de acționar, ceea ce susține recunoașterea tranzacțiilor în capitaluri proprii. Începând cu anul 2010, Societatea a aplicat IFRIC 12 (Nota 3.5).

**5.3 Tratamentul contabil al redevențelor de plată pentru utilizarea sistemului național de transport al gazelor**

După cum se arată în Nota 8, Societatea achită redevențe, calculate ca procentaj din veniturile brute realizate din operarea conductelor din sistemul național de transport gaz. Aceste costuri au fost recunoscute drept cheltuieli, mai degrabă decât ca deducere din venituri, deoarece ele nu sunt de natura taxelor colectate de la clienți și transmise statului având în vedere natura activității și mediul de reglementare:

- veniturile Societății se bazează pe tarifele aprobate de un alt reglementator decât cel care stabilește nivelul redevențelor;
- cheltuiala cu redevențele este un element luat în considerare la calcularea tarifului de transport.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**5. ESTIMĂRI ȘI RAȚIONAMENTE CONTABILE ESENȚIALE ÎN APLICAREA POLITICILOR CONTABILE (CONTINUARE)**

**5.4 Creanțe pe termen lung**

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE.

Societatea consideră că modificarea legislativă reprezintă o compensație pentru valoarea investițiilor efectuate pe care Societatea nu le va recupera prin tarif, implicit valoarea activului necorporal nerecuperata prin tarif, recunoscut pentru dreptul de a taxa utilizatorii.

Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții". Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare Societatea, aplică modelul bifurcat, înregistrând creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca un activ financiar, activul necorporal urmând a fi prezentat în situațiile financiare prin metoda reziduală, rezultată prin diminuarea valorii lucrărilor de construcții, realizate la valoarea justă, cu suma creanței pe termen lung (compensației) actualizate la data punerii în funcțiune a investiției.

Valoarea prezentă a fost determinată pe perioada rămasă a contractului de concesiune (anul 2032), deoarece se estimează că acesta nu va fi terminat înainte de termen (a se vedea Nota 3.9 (a)).

**6. INFORMAȚII PE SEGMENTE**

Segmentele de raportare sunt stabilite în funcție de natura activităților pe care societatea le desfășoară: activitate reglementată, activitate nereglementată și alte activități. În calitate de operator de transport și de sistem, societatea raportează anual Autorității Naționale de Reglementare activitatea desfășurată pe cele patru segmente de raportare.

Informațiile pe segmente furnizate consiliului de administrație care ia deciziile strategice pentru segmentele raportabile, aferente perioadei încheiate la 31 decembrie 2018 sunt:

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)**

	<b>Transport intern de gaz</b>	<b>Transport internațional de gaz</b>	<b>Echilibrare</b>	<b>Nealocat</b>	<b>Total</b>
Venituri din activitatea de transport intern	1.178.419.674	-	-	-	1.178.419.674
Venituri din activitatea de transport internațional	-	324.380.804	-	-	324.380.804
Alte venituri	52.001.744	-	-	53.595.423	105.597.167
<b>Venituri din exploatare înainte de echilibrare și deactivitatea de construcții conform IFRIC12</b>	<b>1.230.421.418</b>	<b>324.380.804</b>	<b>-</b>	<b>53.595.423</b>	<b>1.608.397.645</b>
Amortizare	(151.199.173)	(31.828.995)	-	(6.885.211)	(189.913.379)
Cheltuieli de exploatare altele decât amortizarea	(707.535.091)	(50.161.907)	-	(104.566.599)	(862.263.597)
<b>Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12</b>	<b>371.687.154</b>	<b>242.389.902</b>	<b>-</b>	<b>(57.856.387)</b>	<b>556.220.669</b>
Venituri din activitatea de echilibrare	-	-	235.427.293	-	235.427.293
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	-	-	(235.427.293)	-	(235.427.293)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	-	-	-	405.793.585	405.793.585
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	-	-	-	(405.793.585)	(405.793.585)
<b>Profit din exploatare</b>	<b>371.687.154</b>	<b>242.389.902</b>	<b>-</b>	<b>(57.856.387)</b>	<b>556.220.669</b>
Câștig financiar net					21.661.025
<b>Profit înainte de impozitare</b>					<b>577.881.694</b>
Impozit pe profit					(87.395.719)
<b>Profit net</b>					<b>490.485.975</b>
Active pe segmente	3.709.437.875	352.259.381	144.737.737	786.586.629	4.993.021.622
Datorii pe segmente	1.132.301.685	18.873.908	119.954.718	12.628.205	1.283.758.516
Cheltuieli de capital – creșteri ale activelor în curs de execuție	421.491.278	-	-	28.416	421.519.694
Cheltuieli nemonetare altele decât amortizarea	37.218.082	1.872.636	-	1.959.818	41.050.536



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)**

Activele prezentate pentru cele două segmente operaționale principale cuprind în principal imobilizări corporale și necorporale, stocuri și creanțe și exclud în principal numerarul și conturile la bănci. Activele prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal stocuri de gaze naturale achiziționate în scopul echilibrării SNT și creanțe comerciale din activitatea de echilibrare.

*Activele nealocate includ:*

Imobilizări corporale și necorporale	64.533.186
Imobilizări financiare	-
Fond comercial din consolidare	9.413.102
Numerar	711.317.624
Alte active	<u>1.322.717</u>
	<b>786.586.629</b>

*Datoriile nealocate includ:*

Impozit amânat	4.596.976
Dividende de plată	5.357.678
Alte datorii	<u>2.673.550</u>
	<b>12.628.204</b>

Datoriile prezentate pentru cele două segmente operaționale principale constau în datorii din exploatare și împrumuturile contractate de Societate pentru achiziționarea activelor destinate segmentelor respective. Datoriile prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal datorii comerciale din activitatea de echilibrare.

Cheltuielile nemonetare, altele decât amortizarea, constau în cheltuiala cu deprecierea creanțelor și cheltuiala cu deprecierea stocurilor, alte provizioane pentru riscuri.

Serviciile de transport internațional sunt efectuate pentru mai mulți clienți externi, în timp ce activitatea de transport intern este efectuat pentru mai mulți clienți interni.

	<b><u>Clienți interni</u></b>	<b><u>Clienți externi</u></b>	<b><u>Total</u></b>
Venituri din activitatea de transport intern	1.175.180.341	3.239.333	1.178.419.674
Venituri din activitatea de transport internațional	495.728	323.885.076	324.380.804
Alte venituri	<u>104.472.988</u>	<u>1.124.179</u>	<u>105.597.167</u>
	<b>1.280.149.057</b>	<b>328.248.588</b>	<b>1.608.397.645</b>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)**

<b><i>Clienții interni cu peste 10% din total venituri includ:</i></b>	<b><u>Procent din total venit</u></b>
ENGIE ROMANIA S.A.	19%
OMV PETROM GAS SRL	12%

Toate activele Societății se află în România. Toate activitățile Societății se desfășoară în România.

Societatea are creanțe externe în sumă de 25.617.027 lei (31 decembrie 2017: 23.316.993 lei).

Segmentul *transport intern de gaz* cuprinde informațiile aferente activității de transport intern al gazelor naturale care este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare, precum și veniturile din exploatare și financiare aferente creanței pentru valoarea reglementată rămasă neamortizată a bazei de active reglementate la sfârșitul Acordului de Concesiune; segmentul *transport internațional de gaz* cuprinde informațiile aferente activității desfășurate prin conducte de transport fără transbordare pe teritoriul României, din care activitatea desfășurată pe conductele Isaccea 2 – Negru Vodă 2 și Isaccea 3 – Negru Vodă 3 nu este reglementată, tarifele aferente fiind stabilite pe baze comerciale prin negociere între părți iar activitatea desfășurată pe conducta Isaccea 1 – Negru Vodă 1 este reglementată începând cu 1 octombrie 2016; segmentul *echilibrare* cuprinde cheltuielile și veniturile aferente activității de echilibrare a sistemului național de transport, activitate desfășurată începând cu 1 decembrie 2015, neutră din punct de vedere financiar, orice profit sau pierdere din această activitate urmând a fi distribuită clienților pentru care sunt prestate servicii de transport intern; segmentul *nealocat* cuprinde activități cu o pondere scăzută în veniturile societății cum sunt: vânzări de active, chirii, redevențe.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)**

Informațiile pe segmente furnizate consiliului de administrație care ia deciziile strategice pentru segmentele raportabile, aferente exercițiului încheiat la 31 decembrie 2017 sunt:

	<b>Transport intern de gaz</b>	<b>Transport internațional de gaz</b>	<b>Echilibrare</b>	<b>Nealocat</b>	<b>Total</b>
Venituri din activitatea de transport intern	1.338.046.808	-	-	-	1.338.046.808
Venituri din activitatea de transport internațional	-	333.289.677	-	-	333.289.677
Alte venituri	43.022.626	-	-	35.586.668	78.609.294
<b>Venituri din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12</b>	<b><u>1.381.069.434</u></b>	<b><u>333.289.677</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>35.586.668</u></b>	<b><u>1.749.945.779</u></b>
Amortizare	(177.366.329)	(34.223.854)	-	(2.837.561)	(214.427.744)
Cheltuieli de exploatare altele decât amortizarea	<u>(767.985.695)</u>	<u>(56.271.222)</u>	<u>-</u>	<u>(46.534.956)</u>	<u>(870.791.873)</u>
<b>Profit din exploatare înainte de echilibrare și de activitatea de construcții conform IFRIC12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b><u>664.726.162</u></b>
Venituri din activitatea de echilibrare	-	-	120.686.221	-	120.686.221
Cheltuieli cu gazele de echilibrare	-	-	(120.686.221)	-	(120.686.221)
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	-	-	-	63.949.856	63.949.856
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	-	-	-	(63.949.856)	(63.949.856)
<b>Profit din exploatare</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b><u>664.726.162</u></b>
Câștig financiar net	-	-	-	-	40.318.788
<b>Profit înainte de impozitare</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b><u>705.044.950</u></b>
Impozit pe profit	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(122.983.907)</u>
<b>Profit net</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b><u>582.061.043</u></b>
Active pe segmente	3.696.911.193	371.852.971	49.025.393	1.115.487.565	5.233.277.122
Datorii pe segmente	1.373.537.407	18.292.005	51.800.729	68.496.947	1.512.127.088
Cheltuieli de capital – creșteri ale activelor în curs de execuție	95.566.363	-	-	5.293	95.571.656
Cheltuieli nemonetare altele decât amortizarea	40.879.002	2.000.526	-	205.138	43.084.666

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**6. INFORMAȚII PE SEGMENTE (CONTINUARE)**

Activele prezentate pentru cele două segmente operaționale principale cuprind în principal imobilizări corporale și necorporale, stocuri și creanțe și exclud în principal numerarul și conturile la bănci. Activele prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal stocuri de gaze naturale achiziționate în scopul echilibrării SNT și creanțe comerciale din activitatea de echilibrare.

*Activele nealocate includ:*

Imobilizări corporale și necorporale	36.399.335
Imobilizări financiare	232.533
Numerar	1.062.351.834
Alte active	<u>16.503.863</u>
	<b>1.115.487.565</b>

*Datoriile nealocate includ:*

Impozit amânat	63.346.964
Dividende de plată	4.361.284
Alte datorii	<u>788.699</u>
	<b>68.496.947</b>

Datoriile prezentate pentru cele două segmente operaționale principale constau în datorii din exploatare și împrumuturile contractate de Societate pentru achiziționarea activelor destinate segmentelor respective. Datoriile prezentate pentru segmentul echilibrare cuprind în principal datorii comerciale din activitatea de echilibrare.

Cheltuielile nemonetare, altele decât amortizarea, constau în cheltuiala cu deprecierea creanțelor și cheltuiala cu deprecierea stocurilor, alte provizioane pentru riscuri.

Serviciile de transport internațional sunt efectuate pentru doi clienți externi, în timp ce activitatea de transport intern este efectuată pentru mai mulți clienți interni.

	<u>Clienți interni</u>	<u>Clienți externi</u>	<u>Total</u>
Venituri din activitatea de transport intern	1.336.256.356	1.790.452	1.338.046.808
Venituri din activitatea de transport internațional	436.416	332.853.261	333.289.677
Alte venituri	<u>72.135.197</u>	<u>6.474.097</u>	<u>78.609.294</u>
	<u>1.408.827.969</u>	<u>341.117.810</u>	<u>1.749.945.779</u>

***Clienții interni cu peste 10% din total venituri includ:***

**Procent din total venit**

ENGIE ROMANIA S.A.	23%
E.ON ENERGIE ROMANIA SA.	15%

Toate activele Societății se află în România. Toate activitățile Societății se desfășoară în România.

**NOTE LA SITUATIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**7. IMOBILIZĂRI CORPORALE**

	<u>Terenuri și clădiri</u>	<u>Active din sistemul de transport</u>	<u>Alte mijloace fixe</u>	<u>Active în curs</u>	<u>Total</u>
<b>La 31 decembrie 2017</b>					
Cost la 1 ianuarie 2017	278.715.005	957.443.052	246.397.056	15.702.231	1.498.257.344
Amortizare cumulată	<u>(140.056.795)</u>	<u>(572.222.558)</u>	<u>(197.899.986)</u>	-	<u>(910.179.339)</u>
Valoare contabilă netă inițială	<u>138.658.210</u>	<u>385.220.494</u>	<u>48.497.070</u>	<u>15.702.231</u>	<u>588.078.005</u>
Intrări	23.000	-	-	28.703.505	28.726.505
Intrări/Reclasificări	560.409	-	59.293	-	619.702
Transferuri	347.404	-	25.571.631	(25.919.035)	-
Ieșiri (valoare contabilă netă)	(6.006)	(28.693)	(105.535)	-	(140.234)
Reclasificari amortizare	(44.518)	-	(4.425)	-	(48.943)
Cheltuiala cu amortizarea	<u>(7.511.134)</u>	<u>(33.665.334)</u>	<u>(17.503.127)</u>	-	<u>(58.679.595)</u>
Valoare contabilă netă finală	<u>132.027.365</u>	<u>351.526.467</u>	<u>56.514.907</u>	<u>18.486.701</u>	<u>558.555.440</u>
Cost	279.746.273	957.225.955	262.677.605	18.486.701	1.518.136.534
Amortizare cumulată	<u>(147.718.908)</u>	<u>(605.699.488)</u>	<u>(206.162.698)</u>	-	<u>(959.581.094)</u>
Valoare contabilă netă finală	<u>132.027.365</u>	<u>351.526.467</u>	<u>56.514.907</u>	<u>18.486.701</u>	<u>558.555.440</u>
<b>La 31 decembrie 2018</b>					
Valoare contabilă netă inițială	<u>132.027.365</u>	<u>351.526.467</u>	<u>56.514.907</u>	<u>18.486.701</u>	<u>558.555.440</u>
Intrări	-	-	-	14.582.836	14.582.836
Reclasificări	399.663	(3.717)	37.477.213	165.059	38.038.218
Transferuri	609.772	(152.608)	27.498.788	(27.955.952)	-
Ieșiri (valoare contabilă netă)	(8.305)	-	(104.033)	-	(112.338)
Cheltuiala cu amortizarea	(6.495.143)	(30.866.343)	(28.409.553)	-	(65.771.039)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(1.656.183)	(1.656.183)
Valoare contabilă netă finală	<u>126.533.352</u>	<u>320.503.799</u>	<u>92.977.322</u>	<u>3.622.461</u>	<u>543.636.934</u>
Cost	280.587.744	957.069.630	315.757.267	5.278.644	1.558.693.285
Amortizare cumulată	<u>(154.054.392)</u>	<u>(636.565.831)</u>	<u>(222.779.945)</u>	-	<u>(1.013.400.168)</u>
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(1.656.183)	(1.656.183)
Valoare contabilă netă finală	<u>126.533.352</u>	<u>320.503.799</u>	<u>92.977.322</u>	<u>3.622.461</u>	<u>543.636.934</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**7. IMOBILIZĂRI CORPORALE (CONTINUARE)**

Valoarea contabilă brută a activelor amortizate integral, utilizate în continuare, este de 273.561.000 lei (31 decembrie 2017: 233.536.442 lei).

Cu privire la activele dezvoltate de Societate care sunt complementare prestării serviciilor conform acordului de concesiune, statul are opțiunea de achiziție a acestor active la sfârșitul acordului de concesiune. Societatea nu are obligația de a păstra aceste active până la sfârșitul acordului de concesiune și îi este permis să le vândă. Aceste active nu se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12. Toate celelalte active aferente desfășurării activității de transport intern și care fac parte din sistemul național de transport al gazelor, inclusiv îmbunătățirile făcute ulterior semnării acordului de concesiune și care trebuie predate către ANRM la sfârșitul acordului de concesiune se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12.

Activele folosite pentru prestarea serviciilor de transport internațional pe conductele Isaccea 2 – Negru Vodă 2 și Isaccea 3 – Negru Vodă 3 nu se încadrează în domeniul de activitate al IFRIC 12.

Societatea nu amortizează immobilizările corporale aprobate la casare.

**8. ACORDUL DE CONCESIUNE A SERVICIILOR**

În mai 2002, Societatea a încheiat un acord de concesiune a serviciilor („ACS”) cu ANRM, care îi dă Societății dreptul să opereze conductele principale (conductele magistrale) ale sistemului național de transport gaz pe o perioadă de 30 de ani. Înainte de încheierea acestui acord, conductele erau în administrarea Societății conform Legii Domeniului Public nr. 213/1998, HG nr. 491/1998 și HG nr. 334 din 2000 prin care se înființează Societatea. Toate modernizările sau îmbunătățirile efectuate de Societate la sistem sunt considerate parte a sistemului și devin proprietatea ANRM la sfârșitul duratei lor de viață utilă. Societatea nu poate vinde sau casa nici un activ care face parte din sistemul național de transport; ieșirile se pot face numai cu aprobarea Statului.

La expirarea acordului, activele aparținând domeniului public existente la momentul semnării acordului și toate investițiile realizate în sistem vor reveni Statului. Societatea deține și va dezvolta alte active care nu fac parte direct din sistemul național de transport gaz, ci reprezintă active complementare pentru operațiunile de transport de gaz. ANRM are opțiunea de a cumpăra aceste active la finalul acordului de concesiune la valoarea justă.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**8. ACORDUL DE CONCESIUNE A SERVICIILOR (CONTINUARE)**

Termenii principali ai Acordului de concesiune sunt următorii:

- Societatea are dreptul de a opera direct activele care fac obiectul Acordului de concesiune și de a aplica și colecta tarife de transport intern și internațional de la clienți în schimbul serviciilor furnizate; Societatea este singura entitate autorizată să opereze conductele sistemului național de transport gaz, nefiind permise nici un fel de sub-concesionări;
- Orice modificare a tarifelor trebuie propusă de Societate și apoi aprobată de ANRE;
- Societatea este scutită de la plata taxelor de import pentru activele achiziționate în scopul operării, îmbunătățirii sau dezvoltării sistemului;
- anual, Societatea trebuie să publice capacitatea disponibilă a sistemului pentru anul următor, până la 30 octombrie;
- anual, trebuie să se răspundă comenzilor clienților până la 30 noiembrie, iar ANRM trebuie informată în legătură cu toate comenzile refuzate decise de conducerea Societății;
- Societatea trebuie să mențină un nivel specific de funcționare (garantat printr-un program minim obligatoriu de investiții);
- redevențele sunt plătite ca procentaj (până la 30 septembrie 2007: 5%, începând cu octombrie 2007: 10%) din venitul brut din operarea sistemului național de transport (transport intern și internațional);
- toate cheltuielile de exploatare pentru operarea sistemului sunt suportate de Societate;
- Societatea poate anula acordul prin notificarea ANRM cu 12 luni înainte;
- ANRM poate anula acordul printr-o notificare cu 6 luni înainte, dacă Societatea nu respectă clauzele contractuale; aceasta are și opțiunea de a anula acordul cu o notificare de 30 de zile din motive de „interes național”; în acest caz, Societatea va primi compensații egale cu profitul mediu net al ultimilor 5 ani înmulțit cu durata rămasă a acordului.

Acordul de concesiune nu include o clauză de prelungire automată.

Nu s-au făcut modificări ale termenilor Acordului de concesiune după luna iunie 2003, cu excepția aprobării planurilor minimale de investiții.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**9. IMOBILIZĂRI NECORPORALE**

	Active afere ACS	Fond Comercial din consolidare	Programe informatic informatic	Imobilizări necorporale în curs	Total
<b>La 31 decembrie 2017 (retrat)</b>					
Cost	6.050.325.148	-	49.842.900	161.657.465	6.261.825.513
Amortizare cumulată	(3.626.140.238)	-	(49.202.471)	-	(3.675.342.709)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(3.010.152)	(3.010.152)
Creanta acord concesiune	(529.682.912)	-	-	-	(529.682.912)
Amortizare active creanta acord concesiune	60.874.822	-	-	-	60.874.822
Valoare contabilă netă inițială	<u>1.955.376.820</u>	-	<u>640.429</u>	<u>158.647.313</u>	<u>2.114.664.562</u>
Intrări	-	-	-	66.868.151	66.868.151
Reclasificări	(619.702)	-	-	-	(619.702)
Transferuri	26.437.348	-	1.920.881	(28.358.229)	-
Iesiri	(11.452)	-	-	-	(11.452)
Reclasificare amortizare	48.944	-	-	-	48.944
Amortizare	(157.014.981)	-	(335.923)	-	(157.350.904)
Ajustări pentru deprecierea	-	-	-	(1.846.591)	(1.846.591)
Creanta acord concesiune	(78.666)	-	-	-	(78.666)
Amortizare active creanta acord concesiune	29.953.087	-	-	-	29.953.087
Valoare contabilă netă finală	<u>1.854.091.398</u>	-	<u>2.225.387</u>	<u>195.310.644</u>	<u>2.051.627.429</u>
Cost	6.076.105.751	-	50.568.382	200.167.387	6.326.841.520
Amortizare cumulată	(3.783.080.684)	-	(48.342.995)	-	(3.831.423.679)
Creanta acord concesiune	(529.761.578)	-	-	-	(529.761.578)
Amortizare active creanta acord concesiune	90.827.909	-	-	-	90.827.909
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(4.856.743)	(4.856.743)
Valoare contabilă netă finală	<u>1.854.091.398</u>	-	<u>2.225.387</u>	<u>195.310.644</u>	<u>2.051.627.429</u>
<b>La 31 decembrie 2018</b>					
Valoare contabilă netă inițială	<u>1.854.091.398</u>	-	<u>2.225.387</u>	<u>195.310.644</u>	<u>2.051.627.429</u>
Intrări	-	-	-	406.936.858	406.936.858
Reclasificare	3.717	-	5.196	(164.817)	(155.904)
Transferuri	81.885.811	-	3.492.712	(85.378.523)	-
Iesiri	(2.051)	-	-	-	(2.051)
Amortizare	(161.251.590)	-	(1.580.009)	-	(162.831.599)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(2.157.507)	(2.157.507)
Fond comercial din consolidare	-	9.413.102	-	-	9.413.102
Creanta acord concesiune	(21.979.685)	-	-	-	(21.979.685)
Amortizare active creanta acord concesiune	<u>30.368.709</u>	-	-	-	<u>30.368.709</u>
Valoare contabilă netă finală	1.783.116.309	9.413.102	4.143.286	514.546.655	2.311.219.352
Cost	<u>6.157.978.033</u>	-	<u>54.066.289</u>	<u>521.560.905</u>	<u>6.733.605.227</u>
Amortizare cumulată	(3.944.317.080)	-	(49.923.003)	-	(3.994.240.083)
Ajustări pentru depreciere	-	-	-	(7.014.250)	(7.014.250)
Fond comercial din consolidare	-	9.413.102	-	-	9.413.102
Creanta acord concesiune	(551.741.263)	-	-	-	(551.741.263)
Amortizare active creanta acord concesiune	<u>121.196.619</u>	-	-	-	<u>121.196.619</u>
Valoare contabilă netă finală	<u>1.783.116.309</u>	<u>9.413.102</u>	<u>4.143.286</u>	<u>514.546.655</u>	<u>2.311.219.352</u>

Durata de viață rămasă a imobilizărilor necorporale este prezentată la Nota 3.5 și Nota 3.8.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

Ca urmare a achiziționării Vestmoldtransgaz SRL (VTMG) de către Eurotransgaz SRL (ETG), s-a înregistrat în situațiile financiare consolidate, ca imobilizare necorporala, fondul comercial calculat ca diferență între valoarea participației și valoarea capitalurilor proprii ale VTMG ponderată cu procentul de participație deținut, respectiv de 100%. Calculul fondului comercial s-a efectuat la data achiziționării, respectiv la martie 2018.

**10. IMOBILIZARI FINANCIARE**

Activele financiare constau în participații necotate în următoarele societăți:

<u>Societatea</u>	<u>Activitate</u>	%	%	31 decembrie	31 decembrie
		<u>Procent deținut 2018</u>	<u>Procent deținut 2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Resial SA	Producție	68,16	68,16	18.116.501	18.116.501
	Producție distribuție și furnizare gaz	17,47	17,47	6.461.736	6.461.736
Mebis SA	Transport gaz	33,33	-	238.477	-
Phaedra's SHA	Transport gaz	100	100	-	-
Eurotransgaz					
Minus ajustări pentru deprecierea investițiilor în: Resial SA, Mebis SA și Phaedra's SHA				(24.816.714)	(24.578.237)

*Participația în Resial SA*

Acțiunile deținute la Resial SA au fost obținute în decembrie 2003 ca urmare a unei proceduri de recuperare a creanțelor datorate de un client. Resial SA a intrat în procedură de lichidare în 2006; procedura este desfășurată de un executor judecătoresc numit de instanța de judecată și este în afara controlului Societății, motiv pentru care participația nu este consolidată și este înregistrată la cost mai puțin ajustarea pentru depreciere constituit la 100% din cost. Împrumutul acordat la Resial SA este de asemenea ajustat în întregime. Conducerea nu se așteaptă ca Societatea să recupereze vreo sumă din această participație și Societatea nu garantează niciun fel de obligații reziduale pentru Resial SA.

*Participația în Mebis SA*

Acțiunile deținute la Mebis SA au fost obținute în februarie 2004 ca urmare a unei proceduri de recuperare a creanțelor datorate de un client. Mebis SA este în procedură de lichidare, motiv pentru care participația în Mebis SA a fost ajustată în întregime. Societatea nu are nici un fel de obligații față de Mebis SA.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**10. IMOBILIZARI FINANCIARE (CONTINUARE)**

*Participația în Societatea cu Răspundere Limitată „Eurotransgaz” SRL*

Prin HAGEA nr. 10 din data de 12.12.2017 s-a aprobat înființarea, pe teritoriul Republicii Moldova, a societății EUROTRANSGAZ SRL în vederea participării cu succes la procedura de privatizare a Întreprinderii de Stat Vestmoldtraspaz. În anul 2018 Transgaz a participat la majorarea capitalului social al EUROTRANSGAZ cu suma de 9.735.000 eur în vederea funcționării și asigurării surselor financiare necesare achiziției Întreprinderii de Stat Vestmoldtraspaz.

În scopul consolidării, activele financiare reprezentând investiția în EUROTRANSGAZ SRL în valoare de 45.600.828 lei (RON) au fost compensate cu capitalul social al EUROTRANSGAZ în valoare de 47.523.870 lei (MLD) fiind aferente tranzacțiilor în interiorul grupului, în conformitate cu IFRS 10-Situații financiare consolidate.

Din compensarea activelor financiare cu capitalul social al Eurotransgaz au rezultat diferențe de conversie în valoare de 1.923.042 lei care au fost ajustate prin contul 107 – Diferența de conversie, afectând doar valoarea capitalului propriu.

*Participația în „Phaedra’s SHA”*

Consortiului format din Reganosa, Transgaz și BERD a depus o ofertă pentru participarea în cea de-a doua rundă a procesului de privatizare a 66% din compania DESFA, operatorul elen al rețelei de transport gaze naturale. Deoarece consorțiul este în lichidare, pentru ca nu a câștigat licitația pentru achiziția DESFA, societatea a înregistrat o ajustare pentru depreciere de 100% din cost.

În cazul activelor financiare deținute de Transgaz, respectiv Mebis SA, Phaedra S.A și Resial SA aplicarea IFRS 9 nu are nici un impact, aceste active fiind măsurate la valoarea justă prin contul de profit și pierdere și s-au constituit ajustări de depreciere în procent de 100%.

Titlurilor de participare deținute la Eurotransgaz S.R.L, reprezintă investiție de capital recunoscută conform IFRS 9, la data tranzacției fiind măsurată la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global. Standardul nu se aplică acelor interese deținute în filiale, entități asociate și asocieri în participațiune care sunt contabilizate în conformitate cu IFRS 10 Situații financiare consolidate, IAS 27 Situații financiare individuale sau IAS 28 Investiții în entitățile asociate și în asocierile în participațiune iar Transgaz, în calitate de asociat unic la Eurotransgaz SRL, aplică aceste standarde în consolidarea situațiilor financiare.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**11. STOCURI**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Stoc de gaze	30.865.253	20.634.892
Piese de schimb și materiale	79.016.618	69.871.104
Materiale în custodie la terți	174.188.219	12.181.403
Ajustări pentru deprecierea stocurilor	<u>(28.762.730)</u>	<u>(20.593.986)</u>
	<u>255.307.360</u>	<u>82.093.413</u>

Prin Ordinul ANRE nr. 160/2015 se stabilesc obligațiile societății privind echilibrarea sistemului național de transport, în calitate de operator de transport și de sistem.

În cadrul materialelor în custodie la terți sunt cuprinse stocuri în valoare de 163.544.499 lei achiziționate de societate pentru realizarea proiectului BRUA faza I.

Mișcările în contul de ajustări sunt analizate mai jos:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Ajustare la 1 ianuarie	20.593.987	11.505.163
(Venit)/cheltuială cu ajustări pentru deprecierea stocurilor (Nota 23)	<u>8.016.743</u>	<u>9.088.823</u>
Ajustare la sfârșitul perioadei	<u>28.762.730</u>	<u>20.593.986</u>

În cursul anului 2018 au fost constituite ajustări pentru deprecierea stocurilor conform Notei 3.10.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>(retratat)</b>
Creanțe comerciale	704.984.971	645.428.901
Avansuri către furnizori	258.200	113.140
Împrumut către Resial SA (Nota 10)	1.770.346	1.770.346
Creanța privind valoarea reglementată rămasă neamortizată la încetarea acordului de concesiune	629.754.861	587.291.596
Imprumuturi nerambursabile cu caracter de subvenții	3.905.908	3.127.035
Alte creanțe	190.515.944	62.209.072
Ajustare pentru deprecierea creanțelor Comerciale	(312.732.990)	(288.882.833)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe	<u>(46.916.888)</u>	<u>(44.267.736)</u>
	<b><u>1.171.540.352</u></b>	<b><u>966.789.521</u></b>

Societatea a contestat administrativ decizia de impunere privind obligații fiscale suplimentare de plată în valoare de 25.409.833 lei emisă de ANAF constând în impozit pe profit, TVA, penalități și majorări de întârziere și a constituit o ajustare. Societatea a achitat sumele menționate în decizia de impunere pentru a putea desfășura activitatea în direcțiile impuse de management și pentru a facilita obținerea finanțării proiectelor viitoare.

Avansurile acordate de Societate în cadrul relațiilor contractuale sunt garantate de furnizori cu scrisori de garanție bancară.

La data de 31 decembrie 2018 Societatea are constituite garanții în favoarea terților, astfel:

- două scrisori de garanție bancară în valoare totală de 8.884.920 lei emise de Banca Comercială Română, valabile până la data de 31.03.2019;
- scrisoare de garanție bancară în valoare de 13.260.000 euro emisă de BRD Groupe Societe Generale, valabilă până la data de 07.01.2019.

Toate scrisorile sunt garantate cu depozite colaterale de aceeași valoare.

La 31 decembrie 2018, suma de 86.825.099 lei (31 decembrie 2017: 22.890.364 lei) reprezentând creanțe comerciale și alte creanțe, net, este exprimată în monedă străină, dintre care 2% în USD (31 decembrie 2017: 5%) și 98% în EUR (31 decembrie 2017: 95%).

În vederea consolidării, tranzacțiile interne au fost eliminate, respectiv factura „Clienți” emisă pentru prestarea de servicii de către Transgaz în favoarea Eurotransgaz, în valoare de 39.054 lei a fost ajustată în paralel cu factură înregistrată de Eurotransgaz- „Furnizori” și similar conturile de venituri și cheltuieli aferente.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**12. CREAȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREAȚE (CONTINUARE)**

Analiza în funcție de calitatea creanțelor comerciale este următoarea:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b> <b><u>Creanțe comerciale</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b><u>Creanțe comerciale</u></b>
<b>Curente și nedepreciate (1)</b>	347.221.198	311.578.947
Provizion IFRS 9	467.070	-
Restante, dar nedepreciate		
- restante mai puțin de 30 de zile	39.301.469	28.152.535
- restante între 30 și 90 de zile	5.864.812	1.869.266
- restante peste 90 de zile	<u>331.572</u>	<u>14.945.320</u>
<b>Datorate, dar nedepreciate – total (2)</b>	<b><u>45.497.853</u></b>	<b><u>44.967.121</u></b>
<b>Depreciate (brut)</b>		
- restante mai puțin de 30 zile	74.421	232.521
- restante între 30 și 90 de zile	1.086.687	229.393
- restante între 90 și 360 de zile	18.909.219	25.489.322
- restante peste 360 de zile	<u>292.195.593</u>	<u>262.931.597</u>
<b>Total depreciate (3)</b>	<b><u>312.732.990</u></b>	<b><u>288.882.833</u></b>
<b>Mai puțin ajustarea pentru depreciere (4)</b>	<b><u>312.732.990</u></b>	<b><u>288.882.833</u></b>
<b>Total creanțe comerciale (1+2+3-4)</b>	<b><u>392.251.981</u></b>	<b><u>356.546.068</u></b>

IFRS 9 introduce un model nou privind anticiparea pierderilor din depreciere, bazat pe pierderile așteptate, model care presupune recunoașterea anticipată a pierderilor din deprecierea creanțelor. Standardul prevede ca entitățile să înregistreze pierderile anticipate din depreciere creanțelor din momentul recunoașterii inițiale a instrumentelor financiare și totodată să recunoască pierderile anticipate din depreciere pe întreaga durată de viață a acestora. Valoarea pierderilor anticipate va fi actualizată pentru fiecare perioadă de raportare astfel încât să reflecte modificările în riscul de credit față de recunoașterea inițială.

În vederea aplicării IFRS 9 asupra creanțelor deținute, în baza aplicării unui model de estimare a pierderii, au fost reconsiderate categoriile de clienți, pornind de la principiul IFRS 9 de anticipare a unui risc de neincasare aferent creanțelor curente.

Categoriile de clienți stabilite pentru creanțele curente, analizate în baza acestui model de estimare sunt: clienți tranzit, clienți transport, clienți litigii și clienți diverși.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**12. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE (CONTINUARE)**

Pentru estimarea unui risc de neincasare aferent creanțelor curente s-a aplicat un procent de 5% , cu o probabilitate de neincasare de 25%, pornind de la faptul că în cadrul societății este aplicată o politică contabilă riguroasă de ajustare a creanțelor: creanțele care depășesc intervalul de 30 de zile sunt ajustate pe intervale strânse, cu procente gradat majorate până la 100%.

În urma aplicării acestui model de estimare a pierderii, conform IFRS 9, au fost înregistrate ajustări de depreciere suplimentare, respectiv pentru categoria Clienți transport, în valoare de 363.445 lei, respectiv de 103.625 lei pentru categoria Clienți litigii.

Analiza în funcție de calitatea creanțelor, a activelor financiare curente și nedepreciate, poate fi realizată pe baza informațiilor istorice cu privire la problemele legate de recuperarea acestor creanțe.

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Grupul 1	310.810.841	254.039.394
Grupul 2	<u>36.410.357</u>	<u>57.539.553</u>
Creanțe comerciale	<u>347.221.198</u>	<u>311.578.947</u>

Grupul 1 – clienți existenți/ părți afiliate unde nu au existat probleme de recuperare.

Grupul 2 – clienți existenți/ părți afiliate unde au existat întârzieri la plată în trecut.

Mișcările în contul de ajustări sunt analizate mai jos:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Ajustare la 1 ianuarie	333.150.569	303.982.351
(Venit)/cheltuiala cu ajustarea pentru clienți incerti (Nota 23)	<u>26.499.309</u>	<u>29.168.218</u>
Ajustare la sfârșitul perioadei	<u>359.649.878</u>	<u>333.150.569</u>

În cursul anului 2018 au fost constituite ajustări pentru creanțe de la societăți în insolvență sau societăți care au întâmpinat dificultăți financiare semnificative.

Societatea ajustează veniturile din transport în cazul în care este puțin probabil să colecteze contraprestația la care va avea dreptul în schimbul bunurilor sau serviciilor care vor fi transferate clientului.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**13. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Numerar în bancă în lei	157.860.638	361.155.772
Numerar în bancă în devize	553.295.041	701.194.907
Alte echivalente de numerar	<u>161.945</u>	<u>187.564</u>
	<u>711.317.624</u>	<u>1.062.538.243</u>

Numerarul în bancă în devize este denominat în majoritate în EUR.

Rata medie ponderată a dobânzii efective aferente depozitelor bancare pe termen scurt a fost de 0,71% la 31 decembrie 2018 (0,46% la 31 decembrie 2017) iar aceste depozite au scadența maximă de 30 zile.

**14. CAPITAL SOCIAL ȘI PRIMĂ DE EMISIUNE**

	<b><u>Număr de acțiuni ordinare</u></b>	<b><u>Capital social</u></b>	<b><u>Primă de emisiune</u></b>	<b><u>Total</u></b>
<b>IFRS</b>				
La 31 decembrie 2017	11.773.844	117.738.440	247.478.865	365.217.305
La 31 decembrie 2018	11.773.844	117.738.440	247.478.865	365.217.305
Ajustarea capitalului social la hiperinflație cumulată la 31 decembrie 2003	-	<u>441.418.396</u>	-	<u>441.418.396</u>
La 31 decembrie 2017, 31 decembrie 2018	<u>11.773.844</u>	<u>559.156.836</u>	<u>247.478.865</u>	<u>806.635.701</u>

Numărul autorizat de acțiuni ordinare este de 11.773.844 (31 decembrie 2017: 11.773.844) cu o valoare nominală de 10 lei fiecare. Fiecare acțiune reprezintă un vot. Structura acționariatului la 31 decembrie 2018 este următoarea:

	<b><u>Număr de acțiuni ordinare</u></b>	<b><u>Valoare statutară (lei)</u></b>	<b><u>Procentaj (%)</u></b>
Statul Român, reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	68.888.400	58,5097
Alți acționari	<u>4.885.004</u>	<u>48.850.040</u>	<u>41,4903</u>
	<u>11.773.844</u>	<u>117.738.440</u>	<u>100,0000</u>

Structura acționariatului la 31 decembrie 2017 este următoarea:

	<b><u>Număr de acțiuni ordinare</u></b>	<b><u>Valoare statutară (lei)</u></b>	<b><u>Procentaj (%)</u></b>
Statul Român, reprezentat de Ministerul Economiei	6.888.840	68.888.400	58,5097
Alți acționari	<u>4.885.004</u>	<u>48.850.040</u>	<u>41,4903</u>
	<u>11.773.844</u>	<u>117.738.440</u>	<u>100,0000</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**14. CAPITAL SOCIAL ȘI PRIMĂ DE EMISIUNE (CONTINUARE)**

Prin Ordonanța de Urgență a Guvernului României nr. 1 din 04 ianuarie 2017 a fost înființat Ministerul Economiei, prin reorganizarea Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri. Transferul acțiunilor deținute de Statul Român din contul Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri în contul Ministerul Economiei a fost înregistrat la SC Depozitarul Central SA în data de 10 martie 2017.

În contabilitatea statutară, înainte de 1 ianuarie 2012, Societatea a inclus în capitalul social rezerve din reevaluare pentru reevaluările efectuate înainte de 31 decembrie 2001. În scopul întocmirii prezentelor situații financiare în conformitate cu IFRS EU, astfel de majorări nu au fost recunoscute întrucât ajustările la hiperinflație pentru mijloace fixe erau recunoscute anual în situația rezultatului global până la 31 decembrie 2003. Prin urmare, în aceste situații financiare, Societatea a înregistrat doar capitalul social din aport în numerar sau în natură, ajustat la inflație de la data aportului inițial la 31 decembrie 2003 iar majorarea capitalului social care a avut loc după 1 ianuarie 2004 a fost recunoscută în termeni nominali.

**15. ALTE REZERVE, REZERVE LEGALE ȘI REZULTATUL REPORTAT**

***Alte rezerve***

Înainte de adoptarea IFRIC 12, o rezervă corespunzătoare activelor aparținând domeniului public (Notele 3.8 și 5.2) a fost inclusă în capitalurile proprii cu titlul de „Rezerva domeniului public” la valoarea activelor respective retratate în funcție de inflație până la 1 ianuarie 2004. Aceasta a fost redenumită „Alte rezerve” la adoptarea IFRIC 12 (Nota 3.5), pentru a reflecta modificarea statusului activelor aferente.

***Rezerva legală***

În conformitate cu legislația românească și cu actul constitutiv al Societății, aceasta trebuie să transfere cinci procente din profitul din situațiile financiare statutare într-o rezervă statutară de până la 20% din capitalul social statutar. Soldul rezervei statutare, care nu este disponibil pentru distribuție la 31 decembrie 2018, este în sumă de 23.547.688 lei (31 decembrie 2017: 23.547.688 lei). Rezerva legală este inclusă în „Rezultatul reportat” în aceste situații financiare.

***Distribuția dividendelor***

În cursul anului 2018, Societatea a declarat și distribuit un dividend în valoare de 45,38 lei/acțiune aferent profitului anului anterior (2017: 46,33 lei/acțiune). Totalul dividendelor declarate din profitul anului 2017 este de 534.297.041 lei (dividende declarate din profitul anului 2016: 545.482.192 lei).

În luna octombrie 2017, societatea a aprobat și distribuit un dividend în valoare de 14,52 lei/acțiune, din sumele existente în soldul contului „ Alte rezerve” la 31 decembrie 2016. Valoarea dividendelor declarate este de 170.956.214,88 lei.

În luna decembrie 2018, societatea a aprobat și distribuit un dividend în valoare de 1,14 lei/acțiune, din sumele existente în soldul contului „ Alte rezerve” la 31 decembrie 2017. Valoarea dividendelor declarate este de 13.472.486 lei.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**16. ÎMPRUMUTURI PE TERMEN LUNG**

**Banca Europeană de Investiții ("BEI")**

Societatea a semnat cu BEI următoarele împrumuturi pentru finanțarea proiectului "Dezvoltarea pe Teritoriul României a Sistemului National de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria – Austria" ("BRUA Faza 1"):

- Contract de împrumut nr.83644RO încheiat în data de 27.10.2017 pentru suma de 50 milioane EUR, dobândă fixă, maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului.
- Contract de împrumut nr.88825RO încheiat în data de 14.12.2017 pentru suma de 50 milioane EUR, cu tragere în Lei sau EUR (la alegerea Societății), cu dobânda fixă sau variabilă (la alegerea Societății), maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului.

De asemenea Societatea a semnat cu BEI Contractul de împrumut nr.89417RO în data de 17.12.2018 în scopul finanțării proiectului „Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre” (Marea Neagră - Podișor), pentru suma de 50 milioane EUR, maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului. Contractul fiind de tip deschis permite utilizarea împrumutului în Lei sau în EUR (la alegerea Societății), cu dobândă fixă sau variabilă (la alegerea Societății)

Angajamentele financiare asumate prin contractele de împrumut obligă Societatea să respecte încadrarea în limitele negociate ale următorilor indicatori financiari: Raportul datoriilor nete totale față de RAB propriu al împrumutatului, Rata de îndatorare netă și Rata de acoperire a dobânzii.

În cursul anului 2017 Societatea a încasat din împrumutul nr.83644RO prima tranșă, de 15 milioane EUR, eliberată de BEI în data de 30 noiembrie 2017, în data de 28 februarie 2018 a fost încasată a doua tranșă de împrumut de 15 milioane EUR, iar în 30 aprilie 2018 a fost încasată a treia tranșă de 20 milioane EUR.

La 31 decembrie 2018 nu este trasă nicio sumă din împrumuturile nr.88825RO și nr.89417RO.

**Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare ("BERD")**

Societatea a semnat cu Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare în data de 23 februarie 2018, un contract în valoare de 278 milioane lei, echivalentul a 60 milioane euro, pentru finanțarea proiectului BRUA. La 31 decembrie 2018 nu este trasă nicio sumă din împrumut.

Scadența împrumutului de la BEI este prezentată mai jos:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
În termen de 1 an	-	-
Între 1 și 5 ani	58.765.140	13.979.100
Peste 5 ani	<u>174.429.860</u>	<u>55.916.400</u>
	<u>233.195.000</u>	<u>69.895.500</u>

Valoarea contabilă a împrumuturilor pe termen scurt aproximează valoarea justă a acestora.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**16. ÎMPRUMUTURI PE TERMEN LUNG (CONTINUARE)**

	<u>31 decembrie 2018</u>	<u>31 decembrie 2017</u>
Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	-	-

**Valoarea justă**

Valorile contabile și valorile juste ale împrumuturilor pe termen lung sunt următoarele:

	<b>Valorile contabile</b>		<b>Valorile juste</b>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
BEI	<u>233.195.000</u>	<u>69.895.500</u>	<u>233.276.105</u>	<u>70.399.203</u>

Valoarea justă este determinată pe baza valorii fluxurilor de trezorerie viitoare actualizate, folosind o rată de actualizare egală cu rata dobânzii la care conducerea consideră că Societatea poate obține împrumuturi similare, la sfârșitul perioadei de raportare.

Expunerea împrumuturilor Societății la modificările ratei dobânzii se prezintă astfel:

	<u>31 decembrie 2018</u>	<u>31 decembrie 2017</u>
Rata variabilă a dobânzii	-	-

**17. VENITURI ÎNREGISTRATE ÎN AVANS**

Veniturile înregistrate în avans constau în taxe de racordare aplicate clienților pentru racordarea acestora la sistemul național de transport al gazelor naturale, în active preluate cu titlu gratuit pentru conectarea la rețea, fondurile nerambursabile și dreptul de a recupera valoarea reglementată rămasă neamortizată a bunurilor aferente investițiilor realizate în calitate de concesionar. Societatea utilizează taxa de racordare pentru a realiza racordarea la sistemul național de transport a obiectivelor clientului. Veniturile înregistrate în avans (prezentate drept „venituri din taxe de racordare”) sunt înregistrate la venituri pe perioada în care sunt amortizate activele aferente și care estimează durata relației cu clientul (Nota 22).

În baza contractelor de racordare se construiește infrastructura necesară asigurării capacității de transport estimată a fi utilizată pe perioada acordului de concesiune.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**17. VENITURI ÎNREGISTRATE ÎN AVANS (CONTINUARE)**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>(retratat)</b>
Sold inițial	497.755.179	<u>509.091.024</u>
Creșteri	44.843.950	12.761.354
Sume înregistrate la venituri (Nota 22)	<u>(22.880.315)</u>	<u>(24.097.199)</u>
Sold final	<u>519.718.816</u>	<u>497.755.179</u>

Valoarea de 22.268.687 lei reprezentând partea curentă a veniturilor înregistrate în avans este prezentată la datorii comerciale și alte datorii.

Soldul veniturilor în avans este compus din:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>(retratat)</b>
Racorduri și bunuri primite cu titlu gratuit	242.766.378	280.598.540
Finanțare nerambursabilă	<u>276.952.438</u>	<u>217.156.639</u>
	<u>519.718.816</u>	<u>497.755.179</u>

Societatea a obținut din partea Uniunii Europene prin Agenția Națională pentru Inovare și Rețele (INEA), pentru proiectul BRUA, un grant în valoare de 1.519.342 Euro, reprezentând 50% din cheltuielile eligibile estimate, acordat pentru finanțarea proiectării pentru cele trei stații de comprimare din cadrul proiectului (Podișor, Bibești și Jupa) și un grant în valoare de 179.320.400 Euro, reprezentând 40% din cheltuielile eligibile estimate, acordat pentru finanțarea lucrărilor de implementare a proiectului BRUA Faza I.

Pentru finanțarea lucrărilor de implementare a proiectului BRUA Faza I s-au încasat cu titlu de prefinanțare următoarele sume: 25.834.489,60 EUR (în anul 2016) și 13.839.087,37 EUR (în anul 2018).

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**18. IMPOZIT PE PROFIT**

**Cheltuiala cu impozitul pe profit**

	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2018</b>	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2017 (retrat)</b>
Cheltuiala cu impozitul pe profit – curent	98.131.983	125.305.098
Impozit amânat – impactul diferențelor temporare	<u>(10.736.264)</u>	<u>(3.875.952)</u>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	<u>87.395.719</u>	<u>121.429.146</u>

În 2018 și 2017, Societatea a calculat impozit pe profit la rata de 16% aplicată profitului determinat în conformitate cu legislația românească.

	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2018</b>	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2017 (retrat)</b>
Profit înainte de impozitare	577.881.694	704.942.050
Profit/pierdere (ETG-VTMG)	(4.998.534)	(102.900)
Cheltuiala teoretică cu impozitul la rata statutară de 16% (2017: 16%)	93.260.836	112.807.192
Cheltuieli nedeductibile, net	<u>(5.865.117)</u>	<u>8.621.954</u>
Cheltuiala cu impozitul pe profit	<u>87.395.719</u>	<u>121.429.146</u>
Datoria aferenta impozitului pe profit, curentă	_____ -	_____ -

Amortizarea ajustărilor de hiperinflație a imobilizărilor corporale reprezintă cheltuială deductibilă odată cu adoptarea IFRS EU ca și cadru de raportare statutară.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**18. IMPOZIT PE PROFIT (CONTINUARE)**

**Impozit amânat**

Impozitul amânat de plată și de recuperat sunt evaluate la rata efectivă de impozitare de 16% la 31 decembrie 2018 (31 decembrie 2017: 16%). Impozitul amânat de plată și de recuperat, precum și cheltuielile cu /(veniturile din) impozit amânat recunoscute în situația rezultatului global sunt atribuibile următoarelor elemente:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>Mișcare</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>	<b><u>Mișcare</u></b>	<b><u>1 ianuarie 2017</u></b>
			<b><u>(retrat)</u></b>	<b><u>(retrat)</u></b>	<b><u>(retrat)</u></b>
<b>Impozit amânat de plată</b>					
Imobilizări corporale și necorporale	74.535.401	(4.830.977)	79.366.378	(4.523.524)	83.889.902
<b>Impozit amânat de recuperat</b>					
Provizion pentru					
Beneficiile angajaților	(17.601.909)	(1.687.882)	(15.914.026)	2.307.722	(18.221.747)
Riscuri și cheltuieli	(2.936.231)	<u>(590.391)</u>	(2.345.840)	67.467	(2.413.307)
Creanțe și alte active	<u>(49.399.059)</u>	<u>(3.627.013)</u>	<u>(45.772.046)</u>	<u>(1.622.228)</u>	<u>(44.149.818)</u>
	<u>4.598.202</u>	<u>(10.736.264)</u>	<u>15.229.078</u>	<u>(3.770.563)</u>	<u>19.105.030</u>

Datoria privind impozitul pe profit amânat aferentă imobilizărilor corporale și necorporale este determinată de faptul că: a) în valoarea fiscală a imobilizărilor necorporale nu se include actualizarea cu rata inflației; și b) bunurile de natura domeniului public nu reprezintă active amortizabile din punct de vedere fiscal, indiferent de modul în care sunt reflectate în contabilitate.

În situațiile consolidate ale ETG cu VTMG, s-a recunoscut o datorie privind impozitul amânat calculată pentru perioada 2016-2018 cu referința la obligații față de personal pentru concediile neefectuate, respectiv pentru imobilizări corporale, în valoare de 295.987 lei cu care s-a afectat rezultatul curent, respectiv cu o valoare de 101.894 lei la data preluării VTMG de către Eurotransgaz SRL, cu care s-a afectat rezultatul reportat.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**18. IMPOZIT PE PROFIT (CONTINUARE)**

Sumele prezentate în situația poziției financiare cuprind următoarele:

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>(retratat)</b>
Obligații privind impozitul amânat de achitat în mai mult de 12 luni conform raportării	<u>4.598.202</u>	<u>15.229.078</u>

**19. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Datorii comerciale	174.808.778	91.971.008
Furnizori de mijloace fixe	51.234.117	21.586.143
Dividende de plată	5.357.678	4.361.284
Datorii aferente redevențelor	44.328.459	41.989.737
Alte impozite	19.128.134	17.440.085
Sume de plată către angajați	17.607.009	17.852.451
TVA de plată	-	18.742.254
TVA neexigibilă	17.229.300	15.692.749
Venituri în avans	22.268.687	-
Alte datorii	<u>45.625.846</u>	<u>25.503.054</u>
	<b><u>397.588.008</u></b>	<b><u>255.138.765</u></b>

La 31 decembrie 2018, din totalul datoriilor comerciale și a altor datorii suma de 42.129.468 lei (31 decembrie 2017: 5.161.169 lei) este exprimată în monedă străină, în special în EUR.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**20. PROVIZIOANE PENTRU RISCURI ȘI CHELTUIELI**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
<i>Provizion curent</i>		
Provizion pentru litigii	1.841.652	296.341
Provizion contract de mandat	2.527.562	3.082.289
Provizion pentru participarea salariaților la profit	<u>14.278.573</u>	<u>11.579.208</u>
	<u>18.647.787</u>	<u>14.957.838</u>

Participarea salariaților la profit se calculează în limita a 10% din profitul net dar nu mai mult de nivelul unui salariu de bază mediu lunar realizat în exercițiul financiar de referință.

**21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR**

**Beneficiile angajaților**

Conform contractului colectiv de muncă, Societatea trebuie să plătească angajaților la momentul pensionării o sumă compensatorie egală cu un anumit număr de salarii calculate ca media salariilor lunare realizate în ultimele 12 luni, în funcție de perioada lucrată în industria gazieră, condițiile de lucru, etc. Valoarea actualizată a provizionului a fost determinată pe baza Metodei Factorului de Credit Proiectat. Beneficiile la pensionare primite de un angajat au fost mai întâi majorate cu valoarea contribuțiilor angajatorului și apoi, fiecare beneficiu a fost actualizat ținându-se cont de rotația angajaților, de concedieri și de probabilitatea de supraviețuire până la pensionare. Numărul anilor până la pensionare a fost calculat ca diferența dintre vârsta de pensionare și vârsta la data raportării. Media previzionată a perioadei de muncă rămasă a fost calculată pe baza numărului de ani până la pensionare, ținând cont deasemenea de rata concedierilor, rata rotației angajaților și probabilitatea de supraviețuire.

**Ipoteze 2018**

Valoarea provizionului a fost calculată individual pentru fiecare angajat/beneficiar distinct al companiei utilizând metoda de calcul actuarial și având în vedere Standardele Internaționale de Contabilitate, în special standardul IAS 19. Provizionul este calculat ținând cont de obligațiile pe termen lung asumate de către companie prin contractul colectiv de muncă. Ipotezele de calcul și specificațiile pentru realizarea modelului de calcul au fost stabilite având la baza experiența anterioară a societății și un set de ipoteze privind experiența viitoare a societății. Cele mai importante ipoteze utilizate sunt prezentate în continuare:

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

---

**21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (CONTINUARE)**

-pentru beneficiul constând în salarii de bază platite la pensionare acest beneficiu se plătește pentru salariații companiei care ajung la pensionare.

- vârsta ca număr de ani întregi, evaluată pornind de la data nașterii comunicată de către societate pentru fiecare beneficiar. Valoarea maximă posibilă a vârstei a fost considerată ca fiind 100 de ani, aceasta fiind valoarea maximă definită în tabelele de mortalitate disponibile.

- fiecare persoană primește integral beneficiul anual la care are dreptul, în funcție de probabilitatea de supraviețuire anualizată.

-Probabilitatea de supraviețuire individuală a fost evaluată în funcție de vârsta fiecărei persoane la data de 31 decembrie 2018 și reprezintă probabilitatea ca o persoană cu anumită vârstă la data de 31 decembrie 2018 să supraviețuiască până la un moment dat de timp în viitor.

-rata de plecare a angajaților utilizată în calcul a fost stabilită folosind o abordare conservativă, mai mică decât cele calculate pe baza experienței anterioare a companiei, aceasta fiind o ipoteză pe care am considerat-o rezonabilă pe baza informațiilor furnizate de către companie.

-ratele de plecare a angajaților sunt importante în contextul în care angajații pleacă din cadrul companiei și nu mai primesc beneficiul. Valoarea provizionului pentru cele două beneficii acordate de către companie acoperă beneficiile pe care firma le va plăti angajaților ei curenți, care supraviețuiesc până la momentul plății fiecărui beneficiu și au fost în mod continuu angajații companiei;

-Parametrii și ipotezele de calcul folosite, privind evoluția indicelui prețurilor de consum, a randamentului investițional anual mediu și a procentului de modificare anuală a salariului au fost estimați începând cu anul 2023 pentru a ține cont de valoarea care reprezintă nivelul țintă al inflației pentru zona Euro; pentru perioada 2019-2022 valorile au fost stabilite pentru a asigura o progresie naturală până la nivelul anului 2023, ținând cont de valorile prognozate de către Banca Națională a României.

-Parametrii și ipotezele de calcul folosite, privind ratele de mortalitate sunt preluate din tabele de mortalitate publicate de Institutul Național de Statistică iar valorile pentru ratele de plecare au fost estimate pe baza datelor furnizate de către companie dar și pe baza experienței anterioare în realizarea unor evaluări similare.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**21. PROVIZION PENTRU BENEFICIILE ANGAJAȚILOR (CONTINUARE)**

**Mișcarea în provizionul pentru beneficiile angajaților:**

1 ianuarie 2017	<u>113.885.920</u>
din care:	
Termen scurt	4.757.862
Termen lung	109.128.058
Costul dobânzii	1.708.289
Costul serviciului curent	4.909.607
Plățile din provizioane în cursul anului	(3.215.188)
Câștigul/Pierderea actuarială aferentă perioadei	(17.825.963)
31 decembrie 2017	<u>99.462.665</u>
din care:	
Termen scurt	3.608.726
Termen lung	95.853.939
Costul dobânzii	3.850.418
Costul serviciului curent	5.582.701
Plățile din provizioane în cursul anului	(3.326.292)
Câștigul/Pierderea actuarială aferentă perioadei	4.442.437
31 decembrie 2018	<u>110.011.929</u>
din care:	
Termen scurt	2.939.793
Termen lung	107.072.136

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**22. ALTE VENITURI**

	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2018</b>	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2017 (retratat)</b>
Venituri din penalități pentru plata cu întârziere, aplicate clienților	74.131.839	9.126.263
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	22.880.315	24.097.199
Venituri din vanzarea materialelor reziduale	1.730.329	1.440.565
Venituri din chirii	1.567.017	1.455.859
Venituri din materiale recuperate	1.388.356	1.897.299
Venituri din subvenții de exploatare pentru alte cheltuieli de exploatare	5.354	3.068.115
Alte venituri din exploatare	<u>3.893.956</u>	<u>7.570.906</u>
	<u>105.597.166</u>	<u>48.656.206</u>

În categoria veniturilor din penalități sunt cuprinse veniturile din despăgubiri încasate ca urmare a exercitării dreptului de denunțare unilaterală a contractelor de transport gaze naturale încheiate în urma derulării procesului de capacitate incrementală având ca obiect alocarea de capacitate incrementală. Sumele au fost greate de părți și încasate în cursul anului 2018.

**23. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE**

	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2018</b>	<b>Anul încheiat la 31 decembrie 2017</b>
Pierdere / (câștig) din deprecierea creanțelor	19.032.851	29.168.218
Cheltuieli cu securitatea și paza	19.110.236	13.755.871
Utilități	6.758.029	6.835.586
Penalități și amenzi	486.609	1.039.162
Pierdere din deprecierea imobilizarilor corporale și necorporale	3.813.689	1.846.591
Telecomunicații	5.717.725	3.943.815
Rezervare capacitate de înmagazinare gaze	5.394.847	4.711.538
Cheltuieli de sponsorizare	3.929.821	2.562.312
Cheltuieli de întreținere	1.089.545	1.910.546
Chirii	5.116.997	4.675.078
Servicii de pregătire profesională	1.049.212	995.523
Cheltuieli de marketing și protocol	1.023.538	1.117.196
Cheltuieli cu studii și cercetări	286.324	3.378.154
Prime de asigurare	1.051.548	1.433.905
Comisioane bancare și alte comisioane	2.374.964	181.036
Pierdere din creante	3.947	2.946
Pierdere / (câștig) din deprecierea stocurilor	8.168.744	9.088.823
Pierdere neta din cedarea de mijloace fixe	(181.945)	(132.708)
Altele	<u>28.600.062</u>	<u>26.743.819</u>
	<u>112.826.743</u>	<u>113.257.411</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**24. CHELTUIELI CU ANGAJAȚII**

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Salarii și indemnizații	351.469.122	295.078.411
Cheltuieli cu asigurările și protecția socială	21.538.002	80.511.047
Alte cheltuieli cu angajații	<u>10.242.689</u>	<u>9.638.865</u>
	<b><u>383.249.813</u></b>	<b><u>385.228.323</u></b>

Numărul mediu de salariați în cursul exercițiului financiar:

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Personal muncitor	2.613	3.058
Personal TESA	<u>1.695</u>	<u>1.490</u>
	<b><u>4.308</u></b>	<b><u>4.548</u></b>
Eurotrangaz	24	2

**25. VENITURI /(CHELTUIELI) FINANCIARE NETE**

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Venituri din diferențe de curs valutar	23.402.033	24.763.677
Venituri din dobânzi	25.231.865	22.902.825
Alte venituri financiare	-	<u>142.881.825</u>
Venituri financiare	<b><u>48.633.898</u></b>	<b><u>190.548.327</u></b>
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(22.884.684)	(9.975.715)
Efectele actualizării provizionului pentru beneficiile angajaților	(3.850.418)	(1.708.289)
Ajustări pentru pierderea de valoare a imobilizărilor financiare	(238.477)	-
Alte cheltuieli financiare	<u>706</u>	<u>(138.544.436)</u>
Cheltuieli financiare	<b><u>(26.972.873)</u></b>	<b><u>(150.228.440)</u></b>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**26. NUMERAR GENERAT DIN EXPLOATARE**

	<b>Anul încheiat la <u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la <u>31 decembrie 2017</u> (retratat)</b>
<b>Profit înainte de impozitare</b>	<b>577.881.694</b>	<b>704.942.050</b>
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizare	189.913.379	184.474.657
Ajustari pentru deprecierea imobilizarilor necorporale	3.813.689	1.846.591
Câștig/(pierdere) din cedarea de mijloace fixe	(181.945)	(132.708)
Provizioane pentru riscuri și cheltuieli	3.689.949	(421.673)
Ajustări pentru deprecierea stocurilor	8.168.744	9.088.823
Venituri din taxe de racordare, fonduri nerambursabile și bunuri preluate cu titlu gratuit	(22.885.669)	(26.405.371)
Provizioane pentru garantii	697.594	2.614.305
Provizioane pentru beneficiile angajatilor	2.256.409	1.694.419
Efectul actualizării provizionului pentru beneficiile acordate angajatilor	3.850.418	1.708.289
Pierderi din creanțe și debitori diverși	3.947	2.946
Ajustări pentru deprecierea creanțelor	18.335.257	26.553.913
Ajustări pentru deprecierea imobilizarilor financiare	238.477	-
Venituri din dobânzi	(25.231.865)	(22.902.825)
Efectul variației ratelor de schimb asupra altor elemente decât cele din exploatare	137.247	363.766
Alte venituri	<u>(152.512)</u>	<u>(336.736)</u>
<b>Profit din exploatare înainte de modificările în capitalul circulant</b>	<b><u>760.534.813</u></b>	<b><u>883.090.446</u></b>
(Creștere)/ descreștere creanțe comerciale și alte creanțe	(184.018.055)	110.261.347
(Creștere)/descreștere stocuri	(181.382.691)	(7.467.602)
Creștere/(descreștere) datorii comerciale și alte datorii	<u>(14.796.553)</u>	<u>2.324.280</u>
<b>Numerar generat din exploatare</b>	<b><u>380.337.514</u></b>	<b><u>988.208.471</u></b>



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE**

Părțile sunt considerate afiliate dacă una din părți are capacitatea de a controla cealaltă parte, de a exercita o influență semnificativă asupra celeilalte părți în luarea de decizii financiare sau operaționale, dacă se află sub control comun cu altă parte, dacă există o asocieră în participație în cadrul căreia entitatea este asociat sau este membru al conducerii după cum este descris în IAS 24 „Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate”. În evaluarea fiecărei relații posibile cu părțile afiliate, accentul cade pe esența acestei relații și nu neapărat pe forma sa juridică. Părțile afiliate pot încheia tranzacții pe care părțile neafiliate nu le pot încheia, iar în cazul tranzacțiilor între părți afiliate nu se vor aplica aceiași termeni, condiții și valori ca pentru părțile neafiliate.

Pe parcursul perioadelor încheiate la 31 decembrie 2018 și 31 decembrie 2017 s-au efectuat următoarele tranzacții cu părți afiliate și următoarele solduri erau de plată / de încasat de la părți afiliate la datele respective:

**i) Compensații acordate membrilor consiliului de administrație și conducerii**

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Salarii plătite membrilor consiliului de administrație și conducerii	16.511.166	14.542.604
Contribuțiile sociale ale Societății	<u>342.040</u>	<u>3.269.117</u>
	<u>16.853.206</u>	<u>17.811.721</u>

Pe parcursul perioadelor încheiate la 31 decembrie 2018 și 31 decembrie 2017 nu au fost acordate avansuri și credite administratorilor și conducerii Societății, cu excepția avansurilor din salarii și cele pentru deplasări în interesul serviciului, iar aceștia nu datorează nicio sumă Societății la sfârșitul perioadei provenind din aceste avansuri.

Provizionul pentru contractul de mandat este prezentat la Nota 20.

Societatea nu are obligații contractuale legate de pensii față de foști directori și administratori ai Societății.

**ii) Împrumut către o parte afiliată**

	<b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Împrumut către Resial SA	1.770.346	1.770.346
Minus ajustarea pentru deprecierea împrumutului	<u>(1.770.346)</u>	<u>(1.770.346)</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>

Dividendele distribuite sunt prezentate în Nota 15. Redevențele plătite sunt prezentate în Nota 3.8.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)**

**iii) Venituri de la părți afiliate – servicii furnizate (fără TVA)**

		<b>Anul încheiat la</b>	<b>Anul încheiat la</b>
		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
<b><u>Relație</u></b>			
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	130.897.213	139.200.160
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	3.150.801	6.347.695
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	84.035.586	109.854.417
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	8.996.924	-
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>107.014.795</u>	<u>267.949.844</u>
		<u>334.095.319</u>	<u>523.352.116</u>

**iv) Vânzări alte bunuri și servicii (fără TVA)**

		<b>Anul încheiat la</b>	<b>Anul încheiat la</b>
		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
<b><u>Relație</u></b>			
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	682.472	718.439
Energoterm Tulcea SA	Entitate aflată sub control comun	1.922	12.832
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	46.194	354.267
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	46.435	-
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	392.647	469.573
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	115.001	196.051
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	-	<u>86.578</u>
		<u>1.284.671</u>	<u>1.837.740</u>

**v) Vânzări gaze – activitatea de echilibrare (fără TVA)**

		<b>Anul încheiat la</b>	<b>Anul încheiat la</b>
		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
<b><u>Relație</u></b>			
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	4.189.282	11.215.515
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	1.439.593	76.962
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	3.130.618	5.521.594
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	4.203.175	-
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>19.220.495</u>	<u>19.800.940</u>
		<u>32.183.163</u>	<u>36.615.011</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)**

**vi) Creanțe de la părți afiliate (net de ajustări)**

	<u>Relație</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2018</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2017</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	26.080.064	25.633.158
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	638.383	1.006.552
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	25.924.390	44.440.496
Electrocentrale Galați SA	Entitate aflată sub control comun	-	46.558
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	2.487.375	60.711
Energoterm Tulcea SA	Entitate aflată sub control comun	-	7.903
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>25.457.928</u>	<u>27.918.880</u>
		<u>80.588.140</u>	<u>99.114.258</u>

**vii) Creanțe clienți – activitatea de echilibrare (net de ajustări)**

	<u>Relație</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2018</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2017</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	4.573.651	7.497.192
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	125.887	23.710
Electrocentrale Bucuresti	Entitate aflată sub control comun	1.471.193	3.515.087
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	5.394.574	-
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>3.071.021</u>	<u>511.442</u>
		<u>14.636.326</u>	<u>11.547.431</u>

**viii) Achiziții de gaz de la părți afiliate (fără TVA)**

	<u>Relație</u>	<u>Anul încheiat la</u> <u>31 decembrie</u> <u>2018</u>	<u>Anul încheiat la</u> <u>31 decembrie</u> <u>2017</u>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	16.598.349	53.456.762
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>54.342.140</u>	<u>27.443.841</u>
		<u>70.940.489</u>	<u>80.900.603</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)**

**ix) Achiziții de servicii de la părți afiliate (alte servicii – fără TVA)**

		<b>Anul încheiat la</b>	<b>Anul încheiat la</b>
		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
<b>Relație</b>		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	6.072.954	5.384.741
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	6.187	4.900
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	3.133	3.713
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>5.700.583</u>	<u>1.966.629</u>
		<u>11.782.857</u>	<u>7.359.983</u>

**x) Achiziții de gaz - activitatea de echilibrare (fără TVA)**

		<b>Anul încheiat la</b>	<b>Anul încheiat la</b>
		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
<b>Relație</b>		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	23.577.085	11.213.044
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	442.249	3.863
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	5.887.127	922.647
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>14.633.352</u>	<u>31.513.017</u>
		<u>44.539.813</u>	<u>43.652.571</u>

**xi) Datorii către părți afiliate din furnizare de gaze naturale (cu TVA)**

		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
<b>Relație</b>		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	-	17.768.036
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	<u>13.269.220</u>	-
		<u>13.269.220</u>	<u>17.768.036</u>

**xii) Datorii către părți afiliate din servicii (alte servicii – cu TVA)**

		<b><u>31 decembrie</u></b>	<b><u>31 decembrie</u></b>
<b>Relație</b>		<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	500.136	516.446
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	487	-
Termo Calor Pitești	Entitate aflată sub control comun	-	453
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>1.131.853</u>	<u>1.320.215</u>
		<u>1.632.476</u>	<u>1.837.114</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**27. TRANZACȚII CU PĂRȚI AFILIATE (CONTINUARE)**

**xiii) Datoriile către furnizorii – activitatea de echilibrare (cu TVA)**

		<u>31 decembrie</u>	<u>31 decembrie</u>
		<u>2018</u>	<u>2017</u>
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	2.715.878	15.253.653
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	38.697	31.010
Electrocentrale București	Entitate aflată sub control comun	3.155.294	2.138.852
Electrocentrale Galați	Entitate aflată sub control comun	-	17.957
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	-	22.022
Termo Calor Pitesti	Entitate aflată sub control comun	-	7.223
Energoterm Tulcea	Entitate aflată sub control comun	-	4.768
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>10.601.236</u>	<u>11.252.277</u>
		<u>16.511.105</u>	<u>28.727.762</u>

**xiv) Garanții de la părți afiliate**

		<u>31 decembrie</u>	<u>31 decembrie</u>
		<u>2018</u>	<u>2017</u>
	<u>Relație</u>		
SNGN Romgaz	Entitate aflată sub control comun	24.335.239	2.431.011
Electrocentrale Constanța	Entitate aflată sub control comun	164.899	-
Electrocentrale Deva SA	Entitate aflată sub control comun	169.053	-
E.ON Energie Romania	Entitate aflată sub control comun	<u>8.059.011</u>	<u>-</u>
		<u>32.728.202</u>	<u>2.431.011</u>

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**28. REZULTATUL PE ACȚIUNE**

Acțiunile Societății sunt cotate la prima categorie a Bursei de Valori București.

Rezultatul de bază pe acțiune este calculat prin împărțirea profitului atribuibil deținătorilor de capitaluri ai Societății la numărul mediu de acțiuni ordinare existente pe parcursul anului.

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b> <b>(retratat)</b>
Profit atribuibil deținătorilor de capital ai Societății	490.485.975	583.512.903
Media ponderată a numărului de acțiuni	11.773.844	11.773.844
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei pe acțiune)	41,66	49,56

**29. TRANZACȚII SEMNIFICATIVE CARE NU AU IMPLICAT NUMERAR**

*Compensări*

Aproximativ 0,23% din creanțe au fost decontate prin tranzacții care nu au implicat ieșiri de numerar pe parcursul perioadei de nouă luni încheiată la 31 decembrie 2018 (31 decembrie 2017: 0,20 %). Tranzacțiile reprezintă în principal vânzări de produse și servicii în schimbul materiilor prime și serviciilor sau compensări cu clienți și furnizori în cadrul ciclului de exploatare.

*Tranzacții barter*

Nu au fost efectuate tranzacții barter în 2018 și 2017.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**30. CONTINGENȚE, ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE**

i) Angajamente

Acordul de concesiune a serviciilor (A.C.S. - Nota 8) prevede că, la sfârșitul acordului, ANRM are dreptul de a primi înapoi, toate bunurile proprietate publică existente la momentul la care acordul a fost semnat și toate investițiile care se fac la sistemul național de transport, în conformitate cu programul de investiții prevăzut în acordul de concesiune a serviciilor. Societatea mai are și alte obligații referitoare la acordul de concesiune, ce sunt descrise în Nota 8.

Legea 127/2014 intrată în vigoare din 5 octombrie 2014 menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul sistemului național de transport se transferă către proprietarul sistemului național de transport sau către un alt concedent în schimbul plății unei compensații egale cu valoarea reglementată rămasă neamortizată stabilită de către ANRE, după cum este prezentat și în Nota 3.18.

La 31 decembrie 2018 valoarea obligațiilor contractuale ferme pentru achiziția de imobilizări corporale și necorporale este de 767.617.037lei.

La data de 14 decembrie 2017 Societatea a semnat al doilea contract de împrumut cu Banca Europeană de Investiții în valoare de 50 milioane euro în limita plafonului aprobat de BEI pentru finanțarea proiectelor SNTGN Transgaz S.A. Contractul fiind de tip Contract Deschis permite Transgaz să aleagă într-o etapă ulterioară semnării acestuia modalitatea de tragere și rambursare – în Lei sau EUR, tipul dobânzii – fixă sau variabilă, angajarea tragerilor – în cursul anului 2018 și 2019, cu perioadă de rambursare de 15 ani și perioada de grație la rambursare principal de 3 ani. Acest al doilea contract va completa sursele proprii de finanțare, în caz de nevoie. Totodată contractul permite Societății să anuleze împrumutul în primele 12 luni de la semnare, fără costuri de finanțare și să efectueze trageri într-un interval de 24 de luni de la data semnării acestuia urmând ca agregarea costului de finanțare să se realizeze în prealabil primei trageri din contractul de finanțare.

Eurotransgaz SRL, societatea înființată și deținută de Transgaz în Moldova, a fost desemnată câștigătoare a concursului investițional de privatizare a complexului patrimonial unic "Întreprindere de Stat Vestmoldtransgaz", care operează conducta de transport gaze naturale Iași-Ungheni pe teritoriul Moldovei în următoarele condiții: achitarea prețului de vânzare și realizarea de investiții în următorii doi ani pentru construirea unui gazoduct între Ungheni și Chișinău, precum și a instalațiilor necesare operării acestei conducte.

ii) Impozitare

Sistemul de impozitare din România este într-o fază de consolidare și armonizare cu legislația europeană. Totuși, încă există interpretări diferite ale legislației fiscale. În România, exercițiul fiscal rămâne deschis pentru verificare fiscală timp de 5 ani. Conducerea Societății consideră că obligațiile fiscale incluse în aceste situații financiare sunt prezentate adecvat.



**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**30. CONTINGENȚE, ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE (CONTINUARE)**

În conformitate cu Ordinul MFP nr. 881/2012, Transgaz întocmește situații financiare statutare IFRS începând cu anul 2012, aceste situații fiind și bază pentru determinarea obligațiilor fiscale ale Societății. Întrucât regulile fiscale pentru contribuabilii care aplică reglementările contabile conforme cu IFRS sunt noi, există riscul ca un control fiscal ulterior să aibă o altă interpretare decât Societatea privind modul de determinare a bazei fiscale.

iii) Polițe de asigurare

Societatea nu deține polițe de asigurare aferente operațiunilor, reclamațiilor cu privire la produse, sau pentru datoria publică. Societatea are polițe de asigurare pentru clădiri și polițe de răspundere civilă obligatorie pentru parcul auto. Mai mult, Societatea a contractat asigurări de răspundere profesională pentru membrii consiliului de administrație și pentru 49 de manageri (30 de manageri în 2017).

iv) Aspecte legate de mediu

Reglementările în domeniul mediului sunt în curs de dezvoltare în România și Societatea nu a înregistrat nici un fel de obligații la 31 septembrie 2018 și 31 decembrie 2017 referitoare la cheltuieli anticipate care includ onorarii juridice și de consultanță, analiza locațiilor, elaborarea și implementarea de măsuri de recuperare legate de protecția mediului. Conducerea Societății consideră că nu există obligații semnificative legate de aspecte de mediu.

v) Acțiuni în instanță și alte acțiuni

Pe parcursul activității normale a Societății, au fost efectuate plângeri împotriva acesteia. Societatea are pe rol litigii pentru lipsă folosință terenuri ocupate cu obiective SNT, litigii comerciale și de muncă. Pe baza propriilor estimări și a consultanței interne și externe, conducerea Societății este de părere că nu vor fi înregistrate pierderi materiale care să depășească provizioanele care au fost constituite în aceste situații financiare și nu are cunoștință de circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

În 2012, Societatea a primit o solicitare de date și informații în cadrul investigației Consiliului Concurenței deschise prin Ordinul 759 din 29 septembrie 2011 și extinsă prin Ordinul 836 din 1 noiembrie 2011. Solicitări suplimentare de date și informații în cadrul investigației Consiliului Concurenței au fost primite în 2015. Societatea a furnizat datele și informațiile solicitate. Pe baza propriilor estimări, conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

Începând cu data de 6 iunie 2016, Societatea face obiectul unei inspecții desfășurate de Comisia Europeană - Direcția Generală Concurență în temeiul art. 20, alin (4) din Regulamentul (CE) nr 1/2003 al Consiliului Uniunii Europene privind punerea în aplicare a normelor de concurență prevăzute la art. 81 și 82 din Tratatul CE devenite art. 101 și respectiv 102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene. Pe baza propriilor estimări, conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**30. CONTINGENȚE, ANGAJAMENTE ȘI RISCURI OPERAȚIONALE (CONTINUARE)**

În anul 2017 unul dintre administratorii Societății din perioada 2013-2017 a deschis acțiune în instanță în vederea recuperării unor sume de bani reprezentând diferență neachitată, sume despre care consideră că i se cuvin ca urmare a contractului de mandat pe care l-a derulat în perioada 2014-2016. Pe baza propriilor estimări, conducerea Societății consideră că nu există circumstanțe care să dea naștere la obligații potențiale semnificative în această privință.

vi) Politici guvernamentale în sectorul de gaz din România

ANRE este o instituție publică autonomă și stabilește tarifele pentru activitatea de transport gaze naturale aplicate de Societate. Este posibil ca Agenția să decidă implementarea de modificări ale strategiilor guvernamentale în sectorul de gaze, care să determine modificări ale tarifelor aprobate pentru Societate și, astfel, să aibă un impact semnificativ asupra veniturilor Societății. În același fel, guvernul român ar putea decide modificarea redevenței aplicate Societății pentru utilizarea activelor parte a domeniului public conform ACS (Nota 8).

În acest moment nu se pot stabili efectele, dacă ele vor exista, viitoarelor politici guvernamentale în sectorul de gaze din România asupra valorii activului și pasivului Societății.

Există interpretări diferite ale legislației în vigoare. În anumite situații ANRE poate trata în mod diferit, anumite aspecte, procedând la calculul unor tarife suplimentare și a unor penalități de întârziere. Conducerea Societății consideră că obligațiile sale către ANRE sunt prezentate adecvat în aceste situații financiare.

vii) Situația politică și economică din Ucraina

Din anul 2014, situația politică și economică din Ucraina a cunoscut o deteriorare accentuată. Societatea are contracte pentru transportul gazelor din Rusia spre Bulgaria, Turcia, Grecia și alte țări. De asemenea, România importă anual o parte din necesarul de gaze transportate prin conductele Societății. Este posibil ca Gazprom Export să oprească livrările de gaze transportate intern sau internațional prin România sau ca Ucraina să împiedice tranzitul gazelor livrate de Gazprom Export pe teritoriul său. Societatea nu poate estima în prezent impactul acestor evenimente asupra activității sale de transport intern și internațional.

viii) Fonduri nerambursabile pentru conducta de interconectare Giurgiu - Ruse

Societatea a încasat fonduri nerambursabile pentru construcția conductei de interconectare Giurgiu - Ruse. Datorită unor considerente tehnice, contractul de execuție inițial a fost reziliat, fiind reluată procedura de licitație în vederea finalizării lucrării. Societatea nu a primit nici o cerere de rambursare a fondurilor și a depus o solicitare de prelungire a termenului de finalizare a lucrării. Obiectivul a fost recepționat și pus în funcțiune la sfârșitul anului 2016. În luna decembrie 2017, Societatea a încasat de la Comisia Europeană suma de 1.883.690,39 euro reprezentând, tranșa finală din finanțarea nerambursabilă aferentă proiectului privind interconectarea sistemelor de transport gaze naturale din România și Bulgaria.

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**31. ONORARIILE PERCEPUTE DE AUDITORUL STATUTAR**

Onorariile aferente exercițiului financiar încheiat la 31 decembrie 2017 percepute de Deloitte Audit SRL, facturate în semestrul I 2018, sunt: 160.391 lei (fără tva) pentru audit statutar și 61.787 lei (fără TVA) pentru alte servicii decât cele de audit statutar, iar onorariile facturate în semestrul II 2017, sunt: 98.791 lei pentru revizie limitată a situațiilor financiare la 30 iunie 2017 și 45.311 lei pentru alte servicii decât cele de audit statutar.

**32. RETRATĂRI AFERENTE PERIOADELOR ANTERIOARE**

Societatea a întocmit și depus situații financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2017. Cifrele comparative din situațiile financiare întocmite de societate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2017 diferă de cele din situațiile financiare depuse anterior după cum urmează:

*Inregistrarea creanței privind valoarea reglementată rămasă neamortizată la încetarea Acordului de Concesiune*

Începând cu 01.01.2018 a devenit aplicabil în România IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții". Acest standard înlocuiește o serie de standarde mai vechi (cum ar fi IAS 11, IAS 18) și modifică IFRIC 12 aducând interpretări noi noțiunii de contract. Drept urmare societatea va înregistra creanța actualizată aferentă valorii reglementate rămase neamortizate la sfârșitul acordului de concesiune ca o contraprestație și nu ca o subvenție iar activul necorporal se va prezenta în situațiile financiare la o valoare diminuată cu suma creanței actualizate.

Prezentele situații financiare includ următoarele retratări:

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Imobilizări necorporale, raportat anterior	2.490.561.098
Imobilizări necorporale, retratat	<u>2.051.627.429</u> (438.933.669)
Creanțe comerciale și alte creanțe, raportat anterior	660.030.895
Creanțe comerciale și alte creanțe, retratat	<u>587.291.596</u> (72.739.299)
Venituri înregistrate în avans, raportat anterior	1.009.428.147
Venituri înregistrate în avans, retratat	<u>497.755.179</u> (511.672.968)

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**32. RETRATĂRI AFERENTE PERIOADELOR ANTERIOARE (CONTINUARE)**

**Anul încheiat la**  
**31 decembrie 2017**

Alte venituri, raportat anterior	78.609.294
Alte venituri, retratat	<u>48.656.206</u> (29.953.088)
Amortizare, raportat anterior	(214.427.744)
Amortizare, retratat	<u>(184.474.656)</u> 29.953.088

*Calcularea impozitului pe profit amânat pentru provizioane constituite pentru riscuri și cheltuieli, creanțe comerciale și alte active*

Societatea a calculat în trecut impozit pe profit amânat numai pentru imobilizări corporale și provizionul pentru beneficiile angajaților și nu a calculate impozit pe profit amânat pentru creanțe și alte provizioane pentru riscuri și cheltuieli.

**Anul încheiat la**  
**31 decembrie 2017**

Impozit amânat de plată, raportat anterior	63.346.964
Impozit amânat de plată, retratat	<u>15.229.078</u> (48.117.886)
Rezultatul reportat, raportat anterior	1.696.835.358
Rezultatul reportat, retratat	<u>1.648.717.472</u>
Total retratări capitaluri proprii la 31 decembrie 2017	(48.117.886)
din care:	
Retratări rezultat reportat la 31 decembrie 2016	(46.563.125)
Retratări rezultat reportat an 2017	(1.554.761)

**NOTE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE**  
**(exprimate în lei, dacă nu se specifică contrariul)**

**33. VENITURI ȘI COSTURI DIN CONSTRUCȚIA DE ACTIVE**

În conformitate cu IFRIC 12 veniturile și costurile din construcția rețelei trebuie recunoscute în conformitate cu IFRS 15, „Venituri din contracte cu clienții”.

	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2018</u></b>	<b>Anul încheiat la</b> <b><u>31 decembrie 2017</u></b>
Venituri din activitatea de construcții conform cu IFRIC12	405.793.585	63.949.856
Costul activelor construite conform cu IFRIC12	(405.793.585)	(63.949.856)

Societatea nu obține profit din activitatea de construcție, valoarea veniturilor fiind egală cu cea a costurilor din aceasta activitate.

**34. EVENIMENTE ULTERIOARE DATEI BILANTULUI**

Societatea a încheiat la data de 24 ianuarie 2019 un contract cu Banca Europeană de Investiții pentru suma de 100 milioane EUR, maturitate 15 ani, perioada de grație de 3 ani la rambursarea principalului, în scopul finanțării proiectului „Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre”.

În cursul lunii ianuarie 2019 prin Hot. CA nr. 2/22 ianuarie 2019 s-a aprobat încheierea de către Eurotransgaz cu Banca Europeana de Investitii a unui contract de finanțare de tip contract deschis pentru finanțarea construcției de către Vestmoldtransgaz SRL a conductei de transport gaze naturale Ungheni- Chișinău, în valoare de 38 milioane EUR, pentru o durată a împrumutului de 15 ani.

Președinte Consiliul de Administrație  
 Lăpușan Remus Gabriel

Director General  
 Ion Sterian

Director Economic  
 Marius Lupean

## RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Către Acționarii S.N.T.G.N. Transgaz S.A.

### Opinia

- Am auditat situațiile financiare consolidate anexate ale S.N.T.G.N. Transgaz S.A. („Societatea”), cu sediul social în Mediaș, Piața Constantin I. Motas, nr. 1, identificată prin codul unic de înregistrare fiscală RO13068733, care cuprind situația poziției financiare la data de 31 decembrie 2018 și situația rezultatului global, situația modificărilor capitalurilor proprii și situația fluxurilor de trezorerie aferente exercițiului încheiat la această dată, precum și un sumar al politicilor contabile semnificative și notele explicative („situațiile financiare”).
- Situațiile financiare la 31 decembrie 2018 se identifică astfel:
  - Activ net/Total capitaluri proprii: 3.709.263.106 lei
  - Profitul net al exercițiului financiar: 490.485.975 lei
- În opinia noastră, situațiile financiare anexate prezintă fidel, sub toate aspectele semnificative poziția financiară a Societății la data de 31 decembrie 2018, și performanța sa financiară și fluxurile sale de trezorerie aferente exercițiului încheiat la data respectivă, în conformitate Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificările ulterioare.

### Baza pentru opinie

- Am desfășurat auditul nostru în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit (“ISA”), Regulamentul UE nr. 537 al Parlamentului și al Consiliului European (în cele ce urmează „Regulamentul”) și Legea nr. 162/2017 („Legea”). Responsabilitățile noastre în baza acestor standarde sunt descrise detaliat în secțiunea Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare din raportul nostru. Suntem independenți față de Societate, conform Codului Etic al Profesioniștilor Contabili emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Etică pentru Contabili (Codul IESBA), conform cerințelor etice relevante pentru auditul situațiilor financiare în România și ne-am îndeplinit celelalte responsabilități, conform acestor cerințe. Credem că probele de audit pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră.

### Aspectele cheie de audit

- Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, în baza raționamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanță pentru auditul situațiilor financiare din perioada curentă. Aceste aspecte au fost abordate în contextul auditului situațiilor financiare în ansamblu și în formarea opiniei noastre asupra acestora și nu oferim o opinie separată cu privire la aceste aspecte.

Aspect Cheie de audit	Modul de abordare în cadrul auditului:
<b>Recuperabilitatea valorii contabile a bunurilor de retur</b> Așa după cum rezultă și din nota 9 din situațiile financiare, la 31.12.2018 valoarea bunurilor de retur înregistrate ca active necorporale era semnificativă, 1.783.116 mii lei. Întrucât o mare parte din valoarea acestor active se va recupera prin utilizare pe durata acordului de concesiune, care expiră în 2032,	Procedurile noastre de audit au inclus, printre altele, implicarea experților noștri evaluatori interni pentru a ne asista la evaluarea ipotezelor-cheie și a metodologiilor aplicate de Societate pentru testarea de depreciere imobilizărilor care fac obiectul acordului de concesiune. Evaluarea noastră s-a axat pe analiza ratei de actualizare, a ipotezelor

Aspect Cheie de audit	Modul de abordare in cadrul auditului:
<p>Societatea realizează periodic o testare de depreciere a acestora.                      Această depreciere este semnificativă pentru auditul nostru deoarece procesul de evaluare este complex, implică raționamente profesionale semnificative din partea conducerii și se bazează pe ipoteze care sunt afectate și de legislația aplicabilă</p>	<p>principale utilizate la analiza fluxurilor de numerar viitoare, precum și pe corelația acestora cu raportul administratorilor și bugetul de venituri și cheltuieli. Scopul analizei noastre nu a fost acela de a valida testarea realizată de conducere ci de a ne asigura ca nu exista riscuri semnificative ca valoarea înregistrată în contabilitate a bunurilor de retur să fie depreciată.</p>
<p><b>Aplicarea IFRIC 12</b>                      IFRIC 12 „Angajamente de concesiune a serviciilor”, deși nu este un standard de contabilitate propriu-zis, este o interpretare care implică foarte multe raționamente profesionale, mai ales în contextul legislativ românesc.                      Conform IFRIC 12, în schimbul lucrărilor de construcții (modernizare/extindere) efectuate asupra infrastructurii (SNTG), Transgaz poate primi în contrapartidă un bun necorporal, un activ financiar sau o combinație dintre cele două.                      Acordul de concesiune a serviciilor (ACS) a fost încheiat de Transgaz în anul 2002 pentru o perioadă de 30 de ani iar IFRIC 12 a fost aplicabil începând cu 2010.                      Legea 127/2014, intrată în vigoare din 5 octombrie 2014, menționează că în cazul încetării contractului de concesiune din orice motiv, sau la terminarea contractului, investiția efectuată de către operatorul SNTG 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.                      În contextul aplicării pentru prima oară a IFRS 15, care oferă o interpretare mai largă noțiunii de contract, Societatea a decis ca aceasta compensație să nu mai fie tratată ca o subvenție în conformitate cu IAS 20 “Subvenții guvernamentale” ci ca un activ financiar, conform modelului bifurcat descris în nota 5.4.                      Estimările și ipotezele cheie se referă la durata de recuperare a activelor corporale și necorporale considerate bunuri de retur conform ACS, modelul de realizare a beneficiilor aferente investițiilor realizate asupra SNTG, evaluarea creanței pe termen lung.</p>	<p>Procedurile noastre specifice au vizat în primul rând analiza acordului de concesiune a serviciilor încheiat în anul 2002, precum și a legislației specifice care completează prevederile contractuale (în special Legea 127/2014).                      A fost revizuită rezonabilitatea aplicării modelului bifurcat în contextul aplicării pentru prima oară a IFRS 15, respectiv retratarea informațiilor comparative.                      Au fost revizuite criteriile de recunoaștere ale activului financiar precum și metoda de evaluare a creanței pe termen lung menționată la nota 5.4 (algoritmul de stabilire a valorii rămase reglementată, rata de actualizare utilizată).                      A fost examinat și modul de prezentare a informațiilor în situațiile financiare, conform cerințelor IFRIC 12.                      Au avut loc consultări cu managementul Societății și Comitetul de Audit.</p>
<p><b>Litigii</b>                      Societatea este implicată în diferite litigii unele dintre ele cu un impact potențial major, în contextul în care se vor materializa, de natura celor prezentate în nota 30. Aceste aspecte sunt importante în contextul auditului nostru datorită incertitudinilor</p>	<p>Procedurile noastre de audit includ, printre altele, obținerea de confirmări de la avocați externi ai Societății care oferă asistență cu privire la aceste litigii, precum și analiza estimărilor departamentului juridic al Societății cu privire la cazuri. Am examinat</p>



Aspect Cheie de audit	Modul de abordare în cadrul auditului:
inerente cu privire la rezultatul final al acestora, complexitatea spețelor și raționamentul semnificativ aplicat de conducere în estimarea rezultatului final al evaluării și al expunerii. În funcție de aceste estimări (în special de probabilitatea de realizare), Societatea poate decide înregistrarea în situațiile financiare a unor datorii, provizioane sau datorii contingente. Datorită importanței și complexității acestor litigii, posibilele rezultate nefavorabile ale acestora ar putea avea un impact major asupra performanței financiare și poziției bilanțiere a Societății.	procese verbale ale Consiliului de Administrație și am efectuat întâlniri cu conducerea pentru a discuta și înțelege evoluția și stadiul procedurilor legale inițiate pentru fiecare caz semnificativ. Am evaluat, de asemenea, politicile și estimările contabile ale conducerii pentru a ne asigura că ele sunt corelate cu opiniile avocaților interni și externi, precum și reprezentările incluse în situațiile financiare cu privire la datorii, provizioane și datorii contingente.

### Alte aspecte

6. Situațiile financiare consolidate încheiate la 31.12.2017 au fost auditate de un alt auditor, care a emis un raport fără rezerve în data de 21.03.2018

### Alte informații - Raportul administratorilor

7. Administratorii sunt responsabili pentru întocmirea și prezentarea altor informații. Acele alte informații cuprind Raportului administratorilor, care include și declarația nefinanciară, dar nu cuprind situațiile financiare și raportul auditorului cu privire la acestea.

Opinia noastră cu privire la situațiile financiare nu acoperă și aceste alte informații și, cu excepția cazului în care se menționează explicit în raportul nostru, nu exprimăm niciun fel de concluzie de asigurare cu privire la acestea.

În legătura cu auditul situațiilor financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2018, responsabilitatea noastră este să citim acele alte informații și, în acest demers, să apreciem dacă acele alte informații sunt semnificativ inconsecvente cu situațiile financiare sau cu cunoștințele pe care noi le-am dobândit în timpul auditului, sau dacă ele par a fi denaturate semnificativ.

În ceea ce privește Raportul administratorilor, am citit și raportăm dacă acesta a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu art. 20 din Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană aprobate prin Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016, cu modificările ulterioare.

În baza exclusiv a activităților care trebuie desfășurate în cursul auditului situațiilor financiare, în opinia noastră:

- Informațiile prezentate în Raportul administratorilor pentru exercițiul financiar pentru care au fost întocmite situațiile financiare sunt în concordanță, în toate aspectele semnificative, cu situațiile financiare;
- Raportul Administratorilor, a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016, cu modificările ulterioare, pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificările ulterioare, articolul 20.

În plus, în baza cunoștințelor și înțelegerii noastre cu privire la Societate și la mediul acesteia, dobândite în cursul auditului situațiilor financiare pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2018, ni se cere să raportăm dacă am identificat denaturări semnificative în Raportul administratorilor. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

### ***Responsabilitățile conducerii și ale persoanelor responsabile cu guvernarea pentru situațiile financiare***

8. Conducerea Societății este responsabilă pentru întocmirea situațiilor financiare care să ofere o imagine fidelă în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificările ulterioare și pentru acel control intern pe care conducerea îl consideră necesar pentru a permite întocmirea de situații financiare lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.

În întocmirea situațiilor financiare, conducerea este responsabilă pentru evaluarea capacității Societății de a-și continua activitatea, pentru prezentarea, dacă este cazul, a aspectele referitoare la continuitatea activității și pentru utilizarea principiul continuității activității ca bază a contabilității, cu excepția cazului în care conducerea fie intenționează să lichideze Societatea sau să oprească operațiunile, fie nu are nicio altă alternativă realistă în afara acestora.

Persoanele responsabile cu guvernarea sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiară al Societății.

### ***Responsabilitatea auditorului într-un audit al situațiilor financiare***

9. Obiectivele noastre constau în obținerea unei asigurări rezonabile privind măsura în care situațiile financiare, în ansamblu, sunt lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, precum și în emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastră. Asigurarea rezonabilă reprezintă un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garanție a faptului că un audit desfășurat în conformitate cu ISA va detecta întotdeauna o denaturare semnificativă, dacă aceasta există. Denaturările pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare și sunt considerate semnificative dacă se poate preconiza, în mod rezonabil, că acestea, individual sau cumulativ, vor influența deciziile economice ale utilizatorilor, luate în baza acestor situații financiare.

Ca parte a unui audit în conformitate cu ISA, exercităm raționamentul profesional și menținem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:

- a) Identificăm și evaluăm riscurile de denaturare semnificativă a situațiilor financiare, cauzată fie de fraudă, fie de eroare, proiectăm și executăm proceduri de audit ca răspuns la respectivele riscuri și obținem probe de audit suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră. Riscul de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzată de fraudă este mai ridicat decât cel de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzată de eroare, deoarece fraudă poate presupune înțelegeri secrete, fals, omisiuni intenționate, declarații false și evitarea controlului intern;
- b) Înțelegem controlul intern relevant pentru audit, în vederea proiectării de proceduri de audit adecvate circumstanțelor, dar fără a avea scopul de a exprima o opinie asupra eficacității controlului intern al Societății;
- c) Evaluăm gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate și caracterul rezonabil al estimărilor contabile și al prezentărilor aferente realizate de către conducere;
- d) Formulăm o concluzie cu privire la gradul de adecvare a utilizării de către conducere a contabilității pe baza continuității activității și determinăm, pe baza probelor de audit obținute, dacă există o incertitudine semnificativă cu privire la evenimente sau condiții care ar putea genera îndoeli semnificative privind capacitatea Societății de a-și continua activitatea. În cazul în care concluzionăm că există o incertitudine semnificativă, trebuie să atragem atenția în raportul auditorului asupra prezentărilor aferente din situațiile financiare sau, în cazul în care aceste prezentări sunt neadecvate, să ne modificăm opinia. Concluziile noastre se bazează pe probele de audit obținute până la data raportului auditorului. Cu toate acestea, evenimente sau condiții viitoare pot determina Societatea să nu își mai desfășoare activitatea în baza principiului continuității activității;

- e) Evaluăm prezentarea, structura și conținutul general al situațiilor financiare, inclusiv al prezentărilor de informații, și măsura în care situațiile financiare reflectă tranzacțiile și evenimentele de bază într-o manieră care realizează prezentarea fidelă.

Comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, aria planificată și programarea în timp a auditului, precum și principalele constatări ale auditului, inclusiv orice deficiențe ale controlului intern pe care le identificăm pe parcursul auditului.

De asemenea, furnizăm persoanelor responsabile cu guvernanta o declarație că am respectat cerințele etice relevante privind independența și că le-am comunicat toate relațiile și alte aspecte despre care s-ar putea presupune, în mod rezonabil, că ne afectează independența și, acolo unde este cazul, măsurile de protecție aferente.

Dintre aspectele pe care le-am comunicat persoanelor însărcinate cu guvernanta, stabilim acele aspecte care au avut o mai mare importanță în cadrul auditului asupra situațiilor financiare din perioada curentă și, prin urmare, reprezintă aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte în raportul nostru de audit, cu excepția cazului în care legislația sau reglementările împiedică prezentarea publică a aspectului respectiv sau a cazului în care, în circumstanțe extrem de rare, considerăm că un aspect nu ar trebui comunicat în raportul nostru deoarece se preconizează în mod rezonabil ca beneficiile interesului public să fie depășite de consecințele negative ale acestei comunicări.

#### Raport cu privire la alte dispoziții legale și de reglementare

10. Am fost numiți de Adunarea Generală a Acționarilor, prin hotărârea nr. 7 din data de 03.12.2018, să audităm situațiile financiare ale **S.N.T.G.N. Transgaz S.A.** pentru exercițiile financiare încheiate în perioada 31.12.2018 - 31.12.2022. Durata totală neîntreruptă a angajamentului nostru este de 1 an, acoperind exercițiul financiar încheiat la 31.12.2018.

Confirmăm că:

- Opinia noastră de audit este în concordanță cu raportul suplimentar prezentat Comitetului de Audit al Societății, pe care l-am emis în aceeași dată în care am emis și acest raport. De asemenea, în desfășurarea auditului nostru, ne-am păstrat independența față de entitatea audiată;
- Nu am furnizat pentru Societate serviciile **non audit interzise**, menționate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul UE nr. 537/2014.

În numele **BDO Audit SRL**

Înregistrat în Registrul Public electronic

Cu nr. 018/2001

Autorizat de Autoritatea pentru Supravegherea Publica a Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Prin Autorizația FA 19 TEMP Nr. 14

Numele partenerului: Dan Apostol

Înregistrat la Camera Auditorilor Financiar din Romania

Cu nr. 1671/25.06.2006

Autorizat de Autoritatea pentru Supravegherea Publica a Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Prin Autorizația AF 19 TEMP Nr. 91

București, România

16.04.2019

## DECLARAȚIA

### **persoanelor responsabile din cadrul SNTGN Transgaz SA în conformitate cu art. 223, lit. A, alin.(1), lit.c din Regulamentul ASF nr. 5/2018**

Conform art. 223, lit.A alin.(1), lit.c din Regulamentul ASF nr. 5/2018, privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, declarăm următoarele:

- după cunoștințele noastre, situația financiar-contabilă anuală consolidată la 31 decembrie 2018, a fost întocmită în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară aprobate de către Uniunea Europeană și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea a activelor, obligațiilor, poziției financiare, contului de profit și pierdere;
- raportul administratorilor consolidat cuprinde o analiză corectă a dezvoltării și performanțelor societății precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activității desfășurate.

**Conducerea SNTGN Transgaz SA**

**Director General**

**Ion Sterian**

**Director Economic**

**Marius Lupean**